



Az.: 8615-NEP Gas 2013 Konsultation NEP Gas

18.12.2013

Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber

Konsultationsergebnisse zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013

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

I. Hintergrund

Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) haben den Netzentwicklungsplan Gas 2013 (NEP) zum 1.4.2013 gemeinsam erarbeitet und der Bundesnetzagentur 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 18.10.2012 bestätigten Szenariorahmen. Nach § 17 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sind die deutschen FNB 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

II. Bisheriges Verfahren

Auf der Grundlage des bestätigten Szenariorahmens haben die FNB einen ersten Entwurf des NEP erarbeitet und am 18.2.2013 erstmalig veröffentlicht. Dieser Entwurf wurde in der Zeit vom 18.2. bis zum 8.3.2013 durch die FNB konsultiert. Insgesamt gingen hierzu 47 Stellungnahmen ein.

Der darauf überarbeitete Entwurf des NEP wurde am 1.4.2013 an die Bundesnetzagentur übergeben und zeitgleich auf der Internetseite der FNB eingestellt.

Die Bundesnetzagentur veröffentlichte den Entwurf des NEP sowie die Anlagen in Form von Listen zu den Netzausbaumaßnahmen und zur Kapazitätsentwicklung ebenfalls auf ihrer Internetseite mit Beginn der Konsultation am 24.4.2013.

Den tatsächlichen und potentiellen Netznutzern wurde in der Zeit vom 24.4. bis zum 21.6.2013 im Rahmen der Konsultation durch die Bundesnetzagentur gem. § 15a Abs. 3 S. 1 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme zum Entwurf des NEP gegeben. Zeitgleich wurden strukturierte Fragenkataloge für die Konsultationsteilnehmer veröffentlicht.² Mit diesen wurde die Konsultation der Marktteilnehmer auf eine umfassende Beurteilung des NEP gerichtet.

Für die Gruppe der Gaskraftwerksbetreiber und der Speicherbetreiber wurde am 14.5.2013 eine Dialogveranstaltung abgehalten, in der spezifische Fragen der Gaskraftwerks- und Speicherbetreiber erörtert wurden. Den Verteilernetzbetreibern (VNB) wurde zudem am 7.6.2013 in einer separaten Dialogveranstaltung Gelegenheit zur Diskussion spezieller Fragen zur Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs für die VNB gegeben. Weiterhin fand ein öffentlicher Workshop zum NEP am 18.6.2013 statt, in dem alle potentiellen und tatsächlichen Netznutzer mündlich zum Plan Stellung nehmen konnten.

¹ Der Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 und die Stellungnahmen aus der Konsultation der Bundesnetzagentur befinden sich auf der Website www.bundesnetzagentur.de > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Gasnetzentwicklung > Netzentwicklungsplan Gas 2013, <http://www.bundesnetzagentur.de/gasnetzentwicklung>

² Die Konsultationsfragebögen befinden sich unter demselben Link wie der Netzentwicklungsplan Gas 2013

III. Wesentliche Ergebnisse aus den Dialogveranstaltungen und dem Workshop zum Netzentwicklungsplan Gas 2013

Die Bundesnetzagentur und die Marktteilnehmer verständigten sich darauf, die Kapazitätsprodukte „DZK“ und „TaK“³ nur als Kapazitätskonzepte in der Netzmodellierung bis 2023 anzusetzen. Wie die Ausgestaltung der letztlich tatsächlich angebotenen Kapazitätsprodukte aussehen könnte, wurde in der Veranstaltung eingehend diskutiert. Die Bundesnetzagentur machte jedoch deutlich, dass die genaue Ausgestaltung nicht weiter im Prozess und Verfahren der Netzentwicklungsplanung zu erörtern sei, da sie über die reine Netzmodellierung und –planung hinausgeht.

Bezüglich der Kapazitätsbedarfe der nachgelagerten Netzbetreiber gab es Diskussionen um den richtigen Ansatz der Prognosen. Prinzipiell steht die Berechnungsmethodik der FNB den Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber gegenüber. Die VNB kritisierten, dass die Mengenentwicklung in den nachgelagerten Netzen mit den Benutzungsstunden auf eine Leistungsentwicklung umgerechnet werde. Dies führe zwangsläufig zu einem zu niedrig angesetzten Leistungsbedarf.

³ Erläuterungen zu den im NEP angesetzten Kapazitätsprodukten finden sich u.a. in Kap. IV, V & VI und im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013.

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

Insgesamt gingen in der Konsultation zum Entwurf des NEP 48 Stellungnahmen ein. Die Stellungnahmen sind (bis auf wenige Ausnahmen aufgrund von Geschäftsgeheimnissen) auf der Internetseite der Bundesnetzagentur⁴ veröffentlicht.

Unternehmen	Gruppe
Astora GmbH & Co. KG (im Folgenden Astora)	Speicherbetreiber
Avacon Hochdrucknetz GmbH (Avacon Hochdrucknetz)	Verteilernetzbetreiber
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)	Verband
BEGA.tec GmbH (Begatec)	Technische Anpassung Gasqualität
Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)	Regulierer (Ausland)
Creos Deutschland GmbH (Creos)	Verteilernetzbetreiber
Deutsche Energie-Agentur GmbH (DNA)	Verband
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)	Verband
E.ON Avacon AG (E.ON Avacon) ⁵	Verteilernetzbetreiber
E.ON Hanse AG (E.ON Hanse)	Verteilernetzbetreiber
E.ON SE, E.ON Gas Storage GmbH, E.ON Avacon AG (E.ON)	Erzeuger/Gasspeicher/Verteilernetzbetr.
EFET Deutschland e.V. - Verband deutscher Gas- und Stromhändler	Verband
Energie Baden-Württemberg AG (EnBW)	Gaskraftwerksbetreiber
Energienetze Bayern GmbH (Energienetze Bayern)	Verteilernetzbetreiber
Eni S.p.A. (ENI)	Gaskraftwerksbetreiber (Ausland)
ENSO Netz GmbH (ENSO Netz)	Verteilernetzbetreiber
EVM Netz GmbH (EVM Netz)	Verteilernetzbetreiber
EWE Gasspeicher GmbH (EWE Gasspeicher)	Speicherbetreiber
ExxonMobil Gas & Power Marketing (ExxonMobil)	Produzent
Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas)	Verband
Gasunie Transport Services B.V. (Gasunie Transport Services)	FNB (Ausland)
GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de	Verband
Halber Stadtwerke GmbH	Stadtwerk
Harz Energie Netz GmbH	Verteilernetzbetreiber
Licht-, Kraft- und Wasserwerke Kitzingen GmbH	Stadtwerk
N.V. Nederlandse Gasunie (Nederlandse Gasunie)	FNB (Ausland)
OMV Kraftwerk Haiming GmbH (OMV)	Gaskraftwerksbetreiber
Repower AG & Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG	Gaskraftwerksbetreiber
Runkel GmbH & Co KG (Runkel)	Technische Anpassung Gasqualität
RWE AG (RWE)	Gaskraftwerksbetreiber
Schwaben Netz GmbH (Schwaben Netz)	Verteilernetzbetreiber
Stadtwerke Achim AG (Stadtwerke Achim)	Stadtwerk
Stadtwerke Homburg GmbH	Stadtwerk
Stadtwerke Kiel AG & Stadtwerke Kiel Netz GmbH (Stadtwerke Kiel)	Stadtwerk, Verteilernetzbetreiber
Stadtwerke Stade GmbH	Stadtwerk
Storengy Deutschland GmbH (Storengy)	Speicherbetreiber
Stadtwerke Bremen Netze GmbH & Co. KG (SWB Netze)	Stadtwerk
Thüga AG (Thüga)	Stadtwerk
Trianel GmbH (Trianel)	Gaskraftwerksbetreiber
Trianel Kraftwerk Krefeld Projektgesellschaft mbH & Co. KG (Trianel)	Gaskraftwerksbetreiber
Vaillant GmbH (Vaillant)	Technische Anpassung Gasqualität
Vattenfall Europe Wärme AG (Vattenfall)	Gaskraftwerksbetreiber
Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)	Verband
Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) &	Verband
VNG - Verbundnetz Gas AG (VNG)	Verteilernetzbetreiber
VNG Gasspeicher GmbH (VNG Gasspeicher)	Speicherbetreiber
Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG)	Verband
Wingas GmbH (Wingas)	Produzent

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

⁵ Seit 1. Juli 2013 Avacon AG

Allgemeines

Die Gestaltung des NEP sei laut Marktteilnehmern wesentlich transparenter und nachvollziehbarer als im Vorjahr ausgefallen. Dies betreffe auch die beigefügten Tabellen, z.B. zu Eingangsgrößen, Kapazitäten oder Lastflusszusagen. Anmerkungen aus dem Vorjahr seien aufgenommen und umgesetzt worden.

Bemängelt wird, dass der Entwurf zum Zeitpunkt der FNB-Konsultation nur unvollständig vorlag. Angesprochen wird das Fehlen der von der Beratungsgesellschaft PricewaterhouseCoopers AG im Auftrag der FNB erstellten Kosten-Nutzen-Analysen. Diese hätten erst zur Konsultation der Bundesnetzagentur vollständig einer Bewertung unterzogen werden können.

Zur vereinfachten Begleitung des jährlichen Prozesses sollten die Veränderungen zum vorherigen NEP deutlicher hervorgehoben werden, wird mehrfach geäußert. Analog zur Beschreibung der Veränderungen in den jährlich aktualisierten Szenariorahmen wird angeraten, bei den geplanten und vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen kenntlich zu machen, welche Veränderungen sich zum Vorjahr aus welchen Gründen ergeben haben.

Die VNB fühlen sich teilweise immer noch zu wenig in den Erstellungsprozess des NEP eingebunden. Generell eine zentrale, tagesaktuelle Unterstützung durch Informationen auf Internetseiten o.ä. im Laufe der Prozesse wird von einem Konsultationsteilnehmer gewünscht.

Ziel des NEP müsse nach schriftlich geäußelter Ansicht einiger Marktteilnehmer die Ermittlung eines gesamtwirtschaftlich effizient dimensionierten Netzes der FNB sein, welches die Versorgung der deutschen Gaskunden sicherstelle, ohne die Kosten und Risiken einseitig auf einzelne Marktteilnehmergruppen zu verlagern. Helfen würden hierbei marktbasierende Maßnahmen als Alternative zum physischen Netzausbau. Mehrere Stellungnehmer verweisen auf die von den Speicherbetreibern lancierte Frontier-Studie zum TaK-Produkt.

Planungsprämissen Kapazitätsprodukte

Die Marktteilnehmer halten grundsätzlich zuordnungsabhängige und temperaturabhängige Parameter als Ausbauprämissen im Rahmen der Systemplanung der FNB für akzeptabel. Die genaue Ausgestaltung der Planungsprämissen für die Anbindung von neuen Speichern bzw. Kraftwerken

solle im Rahmen separater Projektgruppen erfolgen. Einzelne Netznutzer halten es für unerlässlich, dass im NEP ein Hinweis aufgenommen werde, dass der DZK- und der TaK-Ansatz nur Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau seien, am Markt aber weiter feste frei zuordenbare Kapazitäten für alle Speicher und Kraftwerke angeboten werden müssten.

Dynamisch zuordenbare Kapazität für Gaskraftwerke (DZK)

Die Beschreibung des DZK-Produktes sei im Vergleich zum NEP-Entwurf von 18.2.2013 nicht weiter von den FNB detailliert worden und somit noch immer unzureichend, so in mehreren Stellungnahmen zu lesen. Auch wenn die grundsätzliche Funktionsweise in etwa aus der bisher knappen Beschreibung nachvollzogen werden könne, fehlen nach wie vor die entscheidenden Details zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit und Praktikabilität eines DZK-Produktes. Dazu zählten ungeklärte Vorankündigungsfristen für Unterbrechungen und mangelnde Liquidität an den alternativ genannten Handelspunkten.

Auf der anderen Seite wird anerkannt, dass effiziente Kapazitätsprodukte wie DZK für Gaskraftwerke einen Beitrag leisten können, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen.

Temperaturabhängige Kapazitäten für Gasspeicher (TaK)

Die Grundzüge des Produkts sind ausreichend beschrieben, meinen viele der Marktteilnehmer. Allerdings werde der Hinweis, dass die FNB das Produkt jeweils unterschiedlich ausgestalten können, kritisch gesehen. Zumindest für die Modellierung sollten einheitlich definierte Kapazitätsprodukte Anwendung finden; auch solle keine Differenzierung in Nord- oder Südbereiche stattfinden. Sofern Vorbehalte zur TaK als vermarktbare Produkt geäußert werden, beziehen sie sich darauf, dass durch TaK die bisher vorherrschende Nutzung von Speichern in Form einer Sommer-Winter-Fahrweise gefestigt werde. Speicher hätten jedoch auch mittel- bis kurzfristige Strukturierungsaufgaben. Hier müssten Leistungsspitzen überbrückt werden, die mengenmäßig nur einen kleineren Anteil ausmachten, aber für die Leistungsdarstellung ein größeres hinterlegtes Arbeitsgasvolumen voraussetzten.

Die Stellungnehmer äußern sich kritisch zu den bislang vorgeschlagenen Temperaturgrenzen, da Tagesmitteltemperaturen von niedriger als -10°C und

größer als 20°C nur an sehr wenigen Tagen erreicht würden. Die Temperaturkurven seien insgesamt überarbeitungsbedürftig. Die Speicherbetreiber verweisen auf das Ergebnis der Begutachtung durch Frontier Economics zum TaK-Produkt, wonach z.B. im NCG-Marktgebiet und aufgrund der Aufteilung in 50 % TaK und 50 % unterbrechbarer Kapazitätsbereitstellung in Süddeutschland nur 6,5 % der Einspeisekapazität und nur 18 % der Ausspeisekapazität fest zur Verfügung stünden.

Nachgelagerte Netzbetreiber

Zu den zur Diskussion gestellten Ansätzen der Berücksichtigung von Kapazitätsbedarfen in nachgelagerten Netzen ergibt sich aus der Konsultation ein kontroverses Bild. Es wird von Konsultationsteilnehmern kritisiert, dass derzeit kein standardisiertes Verfahren zur Ermittlung der Langfristprognose existiere. Die FNB sehen die Gefahr, dass die ihrer Meinung nach stark vereinfachten Annahmen in den Prognosen der VNB zu einem Netzausbau führen würden, der nicht auf einer ausreichend fundierten Einschätzung beruhe. Kann dabei ein VNB die prognostizierten Veränderungen in seinem Netzgebiet plausibel darlegen, sei nach Meinung vieler Marktteilnehmer dem Bottom-Up-Ansatz des VNB immer Vorrang zu gewähren.

Lastflusszusagen (LFZ)

Beim Thema LFZ zeigt sich ein geteiltes Bild. Von vielen Marktteilnehmern wird konstatiert, dass die pauschale Fortschreibung von LFZ keinen sinnhaften Ansatz für eine Netzmodellierung darstellte, die auf die nächsten zehn Jahre ausgelegt sei. Insofern sei es zu überdenken, die Fortschreibung heute kontrahierter, aber nicht langfristig vereinbarter LFZ als Planungsprämisse aufrechtzuerhalten. Differenzierter zeigen sich einzelne Teilnehmer, die eben jene Nichtfortschreibung fordern: Es solle eine Variante nach diesem Prinzip ausgestaltet werden, damit eine Vergleichbarkeit zwischen den beiden Ansätzen möglich sei und der Wert der LFZ zumindest im Groben deutlich werde.

Annahmen zu H-Gas-Quellen

Die unterstellte Verteilung der H-Gas-Quellen auf Importpunkte entspricht nicht der Einschätzung eines Marktteilnehmers. Aus Sicht eines weiteren Konsultationsteilnehmers ist es erforderlich, in künftigen Netzentwicklungsplänen mehrere unterschiedliche Varianten der H-Gas-Quellenverteilung zu berechnen.

Heutiger Stand der Netzausbaumaßnahmen

Die rollierenden Netzausbauplanungen ließen laut Meinung einzelner Marktteilnehmer keine gesicherte Bezugs- und Speicherplanung zu. Dies gelte insbesondere für den Abschluss von langfristigen Import- und Speicherverträgen, die einen wesentlichen Baustein bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit darstellten.

Marktraumumstellung

Die Marktteilnehmer betonen, dass die Planung der Umstellung sich grundsätzlich an den übergeordneten Zielen der Sicherstellung der Erdgasversorgung und einer gesicherten Ableitbarkeit der Erdgasproduktion orientieren sollte. Die Kriterien für die Findung der Umstellungsbereiche im NEP seien grundsätzlich sinnvoll gewählt. Der NEP sollte jedoch nur die unmittelbar notwendigen Umstellungen auflisten und die Flexibilität beinhalten, Umstellungen zeitlich zu verschieben, wenn sich die Kapazitätsbilanz verändert.

An einzelnen Punkten wird angedacht, dass zur Absicherung der Spitzenkapazität Alternativen wie befristete Einsätze von H-Gas mit Stickstoffbeimischung berücksichtigt werden könnten, um eine zu frühe Umstellung zu vermeiden.

Von den VNB wird angemerkt, dass alle Kosten und Kostenansätze für die nachgelagerten Netzbetreiber mit in die Kalkulation des NEP Gas aufgenommen werden sollten, da sonst ein Missverhältnis in der Bewertung entstehe.

Unterbrechungsanalyse

Einige Marktteilnehmer kritisieren, dass die FNB nicht alle Unterbrechungen analysiert haben, sondern nur die mit einer Dauer von mehr als einem Prozent des Betrachtungszeitraums. Es wird außerdem befürchtet, dass von den seitens der FNB vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen, die wahrscheinlich ohnehin realisiert würden, keine Reduzierung der Unterbrechungshäufigkeit für die Zukunft zu erwarten sei. Für die Beurteilung der Relevanz von Unterbrechungen sei zudem nicht nur deren Dauer, sondern auch die betroffene Gasmenge wesentlich. Daher wird die zusätzliche Aufnahme einer Mengengewichtung in die Analyse der Unterbrechungen vorgeschlagen.

Modellierungsvarianten

Zu den Modellierungsvarianten zeigt sich ein sehr heterogenes Bild in der Gesamtheit der Stellungnahmen. Die Einzelargumente beziehen sich primär auf die angesetzten effizienten Kapazitätsprodukte und auf die Rolle der nachgelagerten Netzbetreiber. Aufgrund der Komplexität der Berechnungsmethodik wird seitens der Marktteilnehmer bezweifelt, dass eine sachgerechte Einschätzung zu den vorgeschlagenen Maßnahmen von Nichtbeteiligten erfolgen könne. Vorgeschlagen werden auch Konzepte wie ein „Referenzszenario“, um einzelne Parameter abwägbar zu machen. Modellierungsvariante IIc sei zwar als mögliche Endvariante vorstellbar, aber nur unter Anpassung einzelner Parameter wie die zu Lastflusszusagen und internen Bestellungen.

Kosten-Nutzen-Analysen zu den Kapazitätsprodukten DZK für Kraftwerke und TaK für Gasspeicher und zu den kapazitätsreduzierenden Maßnahmen in den Verteilernetzen

Bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analysen sollen laut Marktteilnehmern die potentiellen Kosten für alle Maßnahmen bei den FNB bestimmt werden, um einen objektiven und validierbaren Kosten-Nutzen-Vergleich verschiedener Netzausbauvarianten zu gewährleisten. Bemängelt wird, dass nicht alle von den Kraftwerks-, Speicherbetreibern und Händlern adressierten Einwände gegen die vorgeschlagenen Kapazitätsprodukte DZK und TaK berücksichtigt worden seien. Das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse sei laut Marktteilnehmern dadurch vorherbestimmt, dass ein Vergleich von TaK für Speicher und DZK für Kraftwerke nur mit einem vollständigen Netzausbau für feste FZK erfolgte. Dieser vollständige Netzausbau verursache naturgemäß sehr hohe Kosten und könne nicht als Beleg für die Effizienz der analysierten effizienten Kapazitätsprodukte herangezogen werden. Außerdem würden im Falle des DZK die Beschaffungskosten an alternativen Märkten während Engpässen systematisch unterschätzt, und generell Transportrisiken von den Netzbetreibern auf die Kunden umgewälzt. Zuletzt wird die lückenhafte Datenbasis zu den kapazitätsreduzierenden Möglichkeiten in den nachgelagerten Netzen kritisiert.

V. Auswertung der Konsultationsergebnisse im Einzelnen

Die thematische Aufteilung der Konsultationsergebnisse orientiert sich an den Konsultationsfragebögen.⁶

1. Im ersten Schritt ging es der Bundesnetzagentur darum, allgemeine **Anmerkungen** und eventuelle **Grundsatzfragen** zum vorliegenden Entwurf des NEP Gas 2013 abzufragen.

Transparenz

Die Gestaltung des NEP sei laut Marktteilnehmern wie BDEW, Energienetze Bayern, E.ON und GEODE wesentlich transparenter und nachvollziehbarer als im Vorjahr. Dies betreffe auch die beigefügten Tabellen, z.B. zu Eingangsgrößen, Kapazitäten oder Lastflusszusagen. Anmerkungen aus dem Vorjahr seien aufgenommen und umgesetzt worden.

Positiv zu bewerten seien laut Stadtwerke Kiel die deutlich gesunkenen Abschätzungen von Investitionskosten vergleichbarer Varianten. Die kritisch moderierende Rolle der Bundesnetzagentur werde als ausdrücklich positiv befürwortet.

Der VKU bemängelt, dass der Entwurf des NEP zum Zeitpunkt der FNB-Konsultation noch sehr unvollständig vorgelegen habe. Angesprochen wird auf das Fehlen der von der Beratungsgesellschaft PricewaterhouseCoopers AG im Auftrag der FNB erstellten Kosten-Nutzen-Analysen. Diese hätten erst zur Konsultation der Bundesnetzagentur vollständig einer Bewertung unterzogen werden können.

Zur vereinfachten Begleitung des jährlichen Prozesses sollten die Veränderungen zum vorherigen NEP deutlicher hervorgehoben werden, meint GEODE. Analog zur Beschreibung der Veränderungen im Szenariorahmen wird angeraten, bei den geplanten und vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen kenntlich zu machen, welche Veränderungen sich zum Vorjahr aus welchen Gründen ergeben haben.

Die Auswirkungen konkreter Ausbaumaßnahmen, die zum Beispiel zu einer Erhöhung der festen Kapazitäten zu einem definierten Zeitpunkt an einem definierten Netzkopplungspunkt oder alternativ an einem (Teil-)Netz führen, seien

⁶ Die Konsultationsfragebögen befinden sich unter demselben Link wie der Netzentwicklungsplan Gas 2013: www.bundesnetzagentur.de > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Gasnetzentwicklung > Netzentwicklungsplan Gas 2013, <http://www.bundesnetzagentur.de/gasnetzentwicklung>

intransparent. Dies sei insbesondere für VNB wichtig, meinen Schwaben Netz und EWE Netz.

Die Antworten zur Konsultation der FNB seien zu wenig berücksichtigt worden und fänden erfahrungsgemäß erst in dem Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur Eingang, findet EnBW. Vor allem das ablehnende Feedback des Marktes zur DZK und zur TaK sei zu wenig berücksichtigt worden. Das Argument der FNB, dass der derzeitige Regulierungsrahmen nicht ausreichend Investitionssicherheit biete, dürfe nicht für eine Verschleppung notwendiger Netzausbaumaßnahmen herangezogen werden.

Nach Meinung des Verbandes GEODE seien die VNB immer noch zu wenig in den Erstellungsprozess eingebunden. Die VNB sollen in den Prozess der Regionalisierung standardmäßig involviert werden und zur Verbesserung der Datengrundlage beitragen. Dies erhöhe die Ermittlung des bedarfsgerechten Ausbaus. Die Regionalverteilung nach Prognos sei unzureichend transparent und nicht überprüfbar, schreibt SWB Netze.

SWB Netze fühlt sich zu wenig in den Erstellungsprozess des NEP eingebunden und schlägt eine zentrale und tagesaktuelle Unterstützung durch Informationen auf Internetseiten o.ä. vor.

Zeitraumen

Mehrere Konsultationsteilnehmer sprechen sich dafür aus, dass der Zeitrahmen zukünftig in einem zweijährigen Turnus stattfinden sollte. Dies entzerre die Überschneidung einer Neufassung des kommenden und Abschluss des laufenden NEPs und lasse mehr Zeit für Analysen und Bewertungen von Eingangsfaktoren in zukünftigen NEPs zu. Eine Entzerrung zum parallel laufenden NEP Strom sei ebenfalls von Vorteil. Die Konsultationsfristen der FNB seien zu kurz gewählt und sind wie bei der Bundesnetzagentur und den ÜNB auf 6 Wochen zu verlängern. Ein Abschluss des Prozesses und eine Verbindlichkeit des NEP 2013 im Jahr 2013 wird z.B. von den Stadtwerken Kiel befürwortet.

Ziel des NEP

Ziel des NEP muss nach Ansicht einiger Marktteilnehmer die Ermittlung eines volkswirtschaftlichen effizient dimensionierten Netzes der FNB sein, welches die Versorgung der deutschen Gaskunden sicherstellt, ohne die Kosten und Risiken

einseitig auf einzelne Marktteilnehmergruppen zu verlagern. Helfen würden hierbei marktbasierende Maßnahmen als Alternative zum physischen Netzausbau. Mehrere Stellungnehmer verweisen auf die von den Speicherbetreibern lancierte Frontier-Studie zur TaK.

Die Unterscheidung zwischen Netzplanungsprämissen in Form von nicht am Markt verfügbaren und von tatsächlich vermarktbareren Kapazitätsprodukten über das sogenannte Trennungsmodell wird von den Konsultationsteilnehmern zum Teil getragen. Der Ansatz von effizienten Kapazitätsprodukten wird grundsätzlich geteilt, jedoch die Vermarktung dieser Produkte nicht von allen Stellungnehmern für sachgerecht gehalten.

2. Der **Szenariorahmen** bildet den Grundstein für die Netzmodellierung und –planung. Umso wichtiger ist es, hier die Einzelaspekte im Detail zu diskutieren. Für die Bundesnetzagentur war insbesondere relevant, ob die von den FNB berechneten **Modellierungsvarianten** eine breite Grundlage für den bedarfsgerechten Netzausbau abdecken und ob sie bezüglich der **Parameter** richtig gewählt sind. Der Ansatz und die Verwendung von unterschiedlichen Modellierungsvarianten⁷, in denen die jeweiligen Anschlusspetenten und Transportkunden mit unterschiedlichen Formen der Kapazitätsbereitstellung betrachtet werden, können Auswirkungen auf die Netzausbauvorhaben haben. In der Diskussion mit den Marktteilnehmern wurde sehr schnell deutlich, dass zum Beispiel die Annahmen über **Kapazitätsbedarfe in den nachgelagerten Netzen** eine wichtige Rolle spielen. Mittlerweile wurde dies dadurch bereits umgesetzt, dass im Szenariorahmen für den NEP Gas 2014 zwei bis drei verschiedene Ansätze zum Bedarf der nachgelagerten Netze berechnet werden. Die Konsultationsteilnehmer waren zum NEP Gas 2013 aufgefordert, verschiedene Ansätze zur Bedarfsprognose zu bewerten. Eine andere Stellschraube in der Netzentwicklungsplanung ist die pauschale **Fortschreibung von Lastflusszusagen**. Den Berechnungen der FNB liegt die Annahme zugrunde, dass aktuell kontrahierte Lastflusszusagen in den Jahren 2018 und 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Die Frage an die Konsultationsteilnehmer war, ob diese Annahme auch für die kommenden Netzentwicklungspläne beizubehalten sei. Im Kontext der Kapazitätsbewirtschaftung sind die zwei **Kapazitätsprodukte DZK für Gaskraftwerke** (Dynamisch zuordenbare Kapazität, teilweise auch Kraftwerksprodukt genannt) **und TaK für Gasspeicher** (temperaturabhängige Kapazitäten) zu erwähnen. Zunächst wurde in

⁷ Die Modellierungsvarianten werden im Einzelnen auf Seite 37 erläutert.

der Konsultation gefragt, ob die Wahl der **Produktprämissen** der beiden Produkte in der Netzplanung als sinnvoll erachtet wird oder ob diese modifiziert werden müssen. Im zweiten Schritt ging es um die **Ausgestaltung der Produkte**. Dies ist für viele Netznutzer von besonderer Relevanz. Für die Netzplanung sind die Beiträge wichtig und sachdienlich, wenn es aber um die Ausgestaltung geht, muss diese an anderer Stelle als im NEP-Prozess erörtert werden. Neben der Produktthematik zielte die Konsultation bezüglich des Szenariorahmens ebenso ab auf die Frage der physischen **H-Gas-Quellen** (in der langen Frist wird davon ausgegangen, dass nur H-Gas zu Versorgung in Deutschland maßgeblich sein wird).

Nachgelagerte Netze

Zu den zur Diskussion gestellten (drei) Ansätzen zu den Kapazitätsbedarfen in den nachgelagerten Netzen ergibt sich aus der Konsultation kein ganz einheitliches Bild.

Einige Konsultationsteilnehmer halten Ansatz 1⁸ für grundsätzlich praktikabel (Creos, Energienetze Bayern, Schwaben Netze, E.ON Hanse, Thüga). Dabei verweisen sie auf die detaillierten Kenntnisse der einzelnen VNB über ihre regionale Entwicklung des Leistungsbedarfs für die nächsten 5 Jahre. Es wird von Konsultationsteilnehmern aber auch kritisiert, dass derzeit kein standardisiertes Verfahren zur Ermittlung der Langfristprognose existiere (u.a. EWE Netz) und in Folge eine Fortschreibung des Wertes des Jahres 5 für die Jahre 6 bis 10 einen systematischen Bruch bedeuten würde. Die FNB sehen bei diesem Ansatz 1 die Gefahr, dass die ihrer Meinung nach stark vereinfachten Annahmen in den Prognosen der VNB zu einem Netzausbau führen würden, der nicht auf einer ausreichend fundierten Einschätzung beruhe.

Ansatz 2⁹ wird von keinem Konsultationsteilnehmer als bevorzugte Lösung gesehen. Es wird kritisiert, dass bei diesem Ansatz selbst im Falle eines gleichbleibenden Bedarfs in Zukunft feste Kapazitäten unterbrochen werden müssten (Energienetze Bayern, Schwaben Netz). Thüga kritisiert, dass dieser Ansatz keine neuen Ergebnisse im Vergleich zum bisherigen Ansatz hervorbringen würde.

⁸ Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung für fünf Jahre, danach konstante Fortschreibung für die prognostizierten Jahre 6 bis 10

⁹ Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß Kooperationsvereinbarung für fünf Jahre, im Anschluss sog. Prognos-Rückgang (Verschiebung der Prognos-Entwicklung)

Ansatz 3¹⁰ scheint in seiner Beschreibung einen gewissen Auslegungsspielraum zu bieten. So kritisieren einige Teilnehmer, dass dieser Ansatz den Bedürfnissen der nachgelagerten Netzbetreiber nicht gerecht würde, da ihre Erkenntnisse keine ausreichende Berücksichtigung fänden. Ebenfalls sei davon auszugehen, dass die VNB die Langfristprognose mit der angemessenen gaswirtschaftlichen Sorgfalt erstellen und diese Werte deshalb die Basis für die Fortschreibung bilden sollten (Creos, Energienetze Bayern, Schwaben Netze, Stadtwerke Achim). Einige Teilnehmer gehen hingegen davon aus, dass diese Variante den nachgelagerten Netzbetreibern grundsätzlich mehr Einflussmöglichkeiten gewähren würde. Allerdings wäre die Plausibilisierung einer jeden einzelnen Prognose mit erheblichem Mehraufwand verbunden, meint der Verband der Fernleitungsnetzbetreiber FNB Gas.

Der FNB-Verband erachtet Ansatz 3 als sachgerecht, da regionale Unterschiede durch die Prognos-Entwicklung abgebildet würden, die aufsummierten, regionalen Prognosen zum deutschlandweiten Trend (Verbrauchs- und Leistungsrückgang) und somit zu den Annahmen des Szenariorahmens passten und zuletzt die Möglichkeit bestehe, regionale Besonderheiten, die in der Prognos-Entwicklung nicht enthalten sind, in begründeten Fällen in den NEP zu übernehmen. Dem Szenariorahmen zum NEP lägen anerkannte Studien zugrunde, die einen sinkenden Gasbedarf in Deutschland prognostizierten, bemerken zudem die FNB. Sie leiten aus dem zurückgehenden Gasbedarf eine rückläufige Kapazitätsentwicklung ab. Einen rückläufigen Wärmebedarf v.a. im Haushaltssektor führe aus ihrer Sicht zu einem rückläufigen Leistungsbedarf. Durch die FNB-Methodik würden regional unterschiedliche Entwicklungen in den Prognosen berücksichtigt. Der prognostizierte Leistungsanstieg der VNB stehe im Widerspruch zu dem sich aus dem Verbrauchsrückgang ergebenden Leistungsrückgang in Deutschland und passe somit nicht zu den Annahmen des Szenariorahmens des NEP 2013.

EnBW sieht alle Ansätze als zu pauschal an. Demnach sollte es immer eine direkte Abstimmung zwischen FNB und VNB geben. Kann dabei ein VNB die prognostizierten Veränderungen in seinem Netzgebiet plausibel darlegen, ist dem Bottom-Up-Ansatz des VNB Vorrang vor dem Top-Down-Ansatz von Prognos zu gewähren. GEODE würde eine einheitliche Modellierung der Kapazitäten für

¹⁰ Prognose der FNB, Korrekturmöglichkeiten für nachgelagerte Netzbetreiber

nachgelagerte Netze unterstützen, wobei die Prognosen der VNB den Ausgangspunkt bilden müssten.

Die Prognos-Daten seien nicht mit realen Daten abgestimmt, meint der VKU. Es bestehe die Gefahr, dass mit den bilanziell errechneten Werten, die nur Leistungsdurchschnittswerte abbilden, die zur Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber notwendige Abdeckung der Spitzenlast in der Ausbauplanung nicht berücksichtigt werde. Die Versorgungssicherheit sei nur gewährleistet, wenn die Lastspitze an den jeweiligen Netzkopplungspunkten abgedeckt werde. Jahreshöchstlastwerte ließen sich sachgerecht über Faktoren zu Standardlastprofilen (SLP) ermitteln bzw. über die Spitzenlast von Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) ablesen.

EWE Netz sieht hierbei eine Alternative zur Berechnung des Prognos-Rückgangs. Die Umrechnung der Gasmengenentwicklung über Benutzungsstunden führe aus ihrer Sicht zu Leistungsdurchschnittswerten. Diese bildeten jedoch gerade nicht die tatsächlichen Lastspitzen im Sinne zeitgleicher Jahreshöchstlasten ab. Die Versorgungssicherheit und Systemintegrität seien jedoch nur gewahrt, wenn die Lastspitzen, insbesondere die zeitgleiche Jahreshöchstlast, jederzeit am Netzkopplungspunkt abgedeckt werden können. Es sollte außerdem geprüft werden, ob die regionale Gliederung der Kapazitäts- und Mengenentwicklung zukünftig anhand netzbetreiberscharfer Daten der Marktgebietsverantwortlichen (Netzkopplungszeitreihen etc.) ermittelt werden könne.

Lastflusszusagen

BDEW und Vattenfall argumentieren, dass der Umfang der aktuell berücksichtigten LFZ mit einer großen Unsicherheit behaftet sei und dadurch letztlich eine Verzerrung des Ergebnisses bewirke. Daher solle ein Weg gefunden werden, um langfristig abgesicherte LFZ zu beschaffen und im NEP zu berücksichtigen. Es kann sinnvoll sein, den Wert von LFZ mittels einer separaten Modellierungsvariante darzustellen.

Die bisherige Fortschreibung sei laut Energienetze Bayern und Schwaben Netz nicht sachgerecht. Durch die Fortschreibung werde der notwendige Kapazitätsbedarf „rechnerisch“ langfristig reduziert und damit Netzausbau vermieden. Nach ihrem Verständnis sollen LFZ im Fernleitungsnetz als Übergangslösung nur solange angewendet werden, bis ein entsprechender

Netzausbau stattgefunden hat und die Kapazitäten im Verteilnetz fest zur Verfügung stehen. Dem letzten Ansatz stimmt auch ENI zu. Eine Fortschreibung scheint auch für GEODE nicht valide, da entsprechende vertragliche Ansprüche der FNB nicht bestünden. GEODE fordert daher eine Erhöhung der Transparenz bezüglich der netzplanerischen Auswirkungen des Wegfalls von Lastflusszusagen. Zunächst seien daher die technischen Kapazitäten ohne Lastflusszusagen oder andere Nutzungsbeschränkungen zu ermitteln. Im Abgleich mit den benötigten Kapazitäten ergebe sich dann der grundsätzlich bestehende Netzausbaubedarf.

Die unveränderte Fortschreibung der Lastflusszusagen sei bereits nicht valide, da entsprechende vertragliche Ansprüche der FNB nicht bestünden und die Auswirkungen des Wegfalls der Lastflusszusagen auf die Kapazitätssituation daher nicht geprüft werde, meint Trianel. Es müsse zumindest klar unterschieden werden zwischen bereits kontrahierten Lastflusszusagen, die zu veröffentlichen seien, und möglichen Annahmen über zukünftig noch auszuschreibende Lastflusszusagen.

Storengy würde es zwecks Vergleichbarkeit begrüßen, wenn die Bundesnetzagentur die FNB aufforderte, das erforderliche Netzausbauniveau ohne Fortschreibung der aktuell kontrahierten Lastflusszusagen zu bestimmen, um das Potenzial von Lastflusszusagen bei der Optimierung von Netzausbau und -betrieb aufzuzeigen.

Aus dem NEP sollen konkrete Ausbaumaßnahmen hervorgehen, schreibt Thüga. Die Berücksichtigung von LFZ reduziere im Ergebnis den eigentlich notwendigen Netzausbaubedarf.

EFET meint, dass Lastflusszusagen ein effizientes Instrument zur Vermeidung kurzzeitig auftretender Engpässe seien. Dabei sei die Fortschreibung bestehender Lastflusszusagen grundsätzlich ein sachgerechter Ansatz. Um die Bedeutung von Lastflusszusagen für das Transportsystem transparent zu machen, könne ein Szenario ohne Lastflusszusagen ergänzt werden.

E.ON hält den Beibehalt des bisherigen Niveaus an Lastflusszusagen als Planungsprämisse für den NEP für sinnvoll. Es sei zu beachten, dass langfristige Lastflusszusagen einen kapazitätsausbaumindernden Effekt haben und somit die notwendigen Netzinvestitionen verringern würden. Um einen effizienten Netzausbau zu erreichen, muss sich der Wert einer LFZ an dem vermiedenen Netzausbau messen und nicht an dem Delta aus einer festen und unterbrechbaren Kapazität.

Grundsätzlich sollte ein bedarfsgerechter und effizienter Netzausbau auch marktbasierter Kapazitätsmechanismen, insbesondere LFZ, Rechnung tragen, meint EnBW. Um jedoch das Potential genauer einschätzen zu können, wäre eine Modellierungsvariante denkbar, die die Verwendung von LFZ ausschließt. Diese Variante sollte aber lediglich der Plausibilisierung des Instruments LFZ dienen und nicht als valide Ausbauvariante gesehen werden.

Zur Beurteilung der Wertigkeit von LFZ und den dadurch vermiedenen Netzausbau sollte die Aufnahme einer Modellierungsvariante ohne Berücksichtigung von LFZ erfolgen, so VIK und VCI.

DZK für Gaskraftwerke

In mehreren Stellungnahmen wird anerkannt, dass effiziente Kapazitätsprodukte wie die DZK für Gaskraftwerke einen Beitrag leisten können, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen. Jedoch gab es folgende Kritikpunkte an dem Konzept der DZK, insbesondere zu Vermarktungsfragen.

Selbst nach den Diskussionen zwischen FNB, Kraftwerksbetreibern und Händlern sowie den Workshops sei noch keine hinreichend transparente und nachvollziehbare Beschreibung des DZK-Produktes gegeben worden, meinen BDEW, E.ON und Trianel Kraftwerk Krefeld.

E.ON betont, dass bereits im NEP 2013 ein Hinweis aufgenommen werden sollte, dass der DZK- und der TaK-Ansatz lediglich Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau seien, am Markt aber weiter feste frei zuordenbare Kapazitäten für alle Speicher und Kraftwerksbetreiber angeboten werden müssten.

Eine Praktikabilität eines kommerziellen Produktes, das den Netznutzern anstelle von festen frei zuordenbaren Kapazitäten angeboten werden soll, sei für E.ON aus vielerlei Gründen nicht gegeben. Dazu zählten unzureichende Vorankündigungsfristen für Unterbrechungen, mangelnde Intraday-Liquidität am alternativen virtuellen Handelspunkt (VHP) und damit nicht ausreichende Möglichkeiten zur untertägigen Strukturierung. Auch die mangelnde Konformität mit Kapazitätsbündelung gemäß europäischer Vorgaben sei zu beachten. Eine Absicherung der am Markt weiter buchbaren festen FZK müsse in der Hand und vor allem in der Verantwortung der FNB bleiben. Auch Vattenfall spricht sich gegen eine tatsächliche Einführung aus, u.a. wird auf Investitionshemmnisse hingedeutet.

EFET und EnBW weisen darauf hin, dass die FNB statt einer Erweiterung der Kapazitätsprodukte vielmehr deren Reduktion anstreben sollten. Bereits die gegenwärtig existierende, intransparente Vielfalt an Mischprodukten erschwere die Harmonisierung des europäischen Marktdesigns und verhindere eine verbraucherfreundliche und effiziente Kapazitätsbewirtschaftung. Dies gelte insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Zuge der Implementierung des Netzkodex Kapazitätsallokationsmechanismus eine Bündelung grenzüberschreitender Kapazitäten verbindlich vorgeschrieben werde; zu diesem Zweck sei eine Vereinheitlichung der Kapazitätsprodukte ohnehin unumgänglich.

GEODE meint, dass neue Kapazitätsprodukte einen Beitrag leisten können, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu begrenzen. Die Diskussion um DZK (und TaK) seien für eine endgültige Bewertung jedoch noch nicht weit genug fortgeschritten. Die Produkte sollten noch nicht in Modellierungsvarianten betrachtet werden.

Unabhängig von der Entscheidung zur (Nicht-)Einführung von DZK und/oder TaK müsse sichergestellt sein, dass keine der Modellierungsvarianten (Zuordnungsaufgabe im Unterbrechungsfall vs. Neubau 100 % FZK) die Unterbrechungswahrscheinlichkeit der unterbrechbaren Kapazitäten im Verteilnetz erhöht oder gar zu einer Einschränkung fester Kapazitäten führt, betonen Schwaben Netz und Energienetze Bayern.

Unberücksichtigt ist aus Sicht von Trianel der mögliche Effekt, den Speicher zur Vermeidung der Unterbrechung des Zugangs zum VHP leisten können. Lokale Regenergie oder entkoppelte Lastflusszusagen von einem Speicher in der Nähe des Kraftwerks können einen wesentlichen Beitrag zur Vermeidung der Unterbrechung des VHP-Zugangs leisten. Trianel wünscht, die Bedeutung von Speichern als Alternative zum Netzausbau genauer in der Modellierung zu berücksichtigen.

Auf inhaltlicher Ebene spricht sich Vattenfall gegen eine DZK aus, da aufgrund der Zuordnung vieler Kraftwerke zum Stundenbalancing für die Belieferung eines Kraftwerksportfolios ein Mix aus langfristiger Beschaffung über Forwardgeschäfte und Lieferverträge, die Nutzung der Day-Ahead-Märkte Gaspool, NCG und auch TTF sowie eines umfangreichen Speicherportfolios notwendig und sinnvoll seien. Bei einer Vorankündigungsfrist, die eine Intraday-Abwicklung notwendig mache, könne bei einer alternativen Zuordnung das Stundenbalancing nicht mehr erfolgen, da im Falle der Unterbrechung zum VHP keine Portfolioeffekte wirken.

Trotz der bereits zum NEP Gas 2012 von vielen Konsultationsteilnehmern eingebrachten Hinweise werde auch im aktuellen Entwurf des NEP Gas 2013 der Fokus auf DZK und TaK als kommerzielles Produkt gelegt, während die marktbasierenden Mechanismen nicht hinreichend berücksichtigt seien, schreibt der BDEW.

OMV sehe das Trennungsmodell positiv, aber gleichzeitig eine Gefahr der "faktischen Vorwirkung" (so auch GEODE). Nur eine frühzeitige Festlegung zu den Kapazitätsprodukten schaffe ausreichend Planungssicherheit für Investoren.

Die FNB sollen laut EnBW verstärkt den Einsatz marktbasierter Mechanismen (LFZ, Überbuchungs- und Rückkaufmechanismen) berücksichtigen, da diesen eine wesentliche Bedeutung im Rahmen des effizienten Netzausbaus zukomme.

Bei Einführung eines kommerziellen DZK-Produktes bestehe nach Ansicht von Trianel Kraftwerk Krefeld die Gefahr, dass etablierte und über die Bundesnetzagentur regulierte marktbasierende Mechanismen, wie z.B. Lastflusszusagen, umgangen werden. Dies würde teilweise zu einer Verlagerung der Verantwortung für die Netzstabilität an die Kraftwerksbetreiber/Händler führen.

Wolle man eine DZK für Kraftwerke einführen, müssten sämtliche Kosten der Maßnahmen in Engpasszeiten über die Netzentgelte gewälzt werden, schreibt RWE. Grundsätzlich sollte der Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit haben, die Mehrkosten im Einzelnen nachzuweisen. Eine Pauschalierung sei laut RWE schwierig, weil die Aufwendungen je nach Art des Alternativpunktes stark variieren könnten.

Die Lösung einer bilanziellen DZK-Abwicklung über ein in der Konsultation vorgeschlagenes Subbilanzkonto sei weder „sauber“ noch einfach darzustellen, meint E.ON. Der Ausgestaltung der Bilanzierung komme laut VIK und VCI beim Einsatz dynamisch zuordenbarer Kapazitäten eine besondere Bedeutung zu. Diese sei in jedem Fall so nutzerfreundlich und praktikabel wie möglich auszugestalten.

Sofern das DZK nur als Planungsprämisse verwendet wird, aber am Kraftwerk langfristig buchbare feste FZK eingeführt werden, seien keine speziellen Regelungen für die Gasbilanzierung erforderlich, meint Repower.

TaK für Gasspeicher

E.ON Gas Storage, Storengy, EWE Gasspeicher, RWE und Stadtwerke Kiel halten grundsätzlich temperaturabhängige Parameter als Ausbauprämisse im Rahmen

der Systemplanung der FNB für akzeptabel. Unter diesen Umständen seien sie Befürworter des Trennungsmodells. Die genaue Ausgestaltung der Planungsprämissen für die Anbindung von neuen Speichern bzw. Speicherausbauten solle im Rahmen der Projektgruppe TaK des BDEW erfolgen. Sie halten es aber für unerlässlich, dass im NEP ein Hinweis aufgenommen wird, dass der DZK- und der TaK-Ansatz nur Planungsprämissen für den langfristigen Netzausbau seien, am Markt aber weiter feste frei zuordenbare Kapazitäten für alle Speicher und Kraftwerksbetreiber angeboten werden müssten. Gesamthaft wird betont, dass die Temperaturgrenzen optimiert werden müssten, um zu einer Verfestigung des Produkts zu gelangen.

Die Konsultationsteilnehmer äußern sich dahingehend, dass die Einführung von einer TaK zu keiner Einschränkung fester Kapazitäten führen darf und auch nicht zu einer Erhöhung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unterbrechbarer Kapazitäten (u.a. EWE Gasspeicher, E.ON Gas Storage). Bei Bestandsspeichern solle Bestandsschutz gelten, insofern die Umwandlung von bislang festen transportseitigen Kapazitäten für Speicher in TaK nicht hinnehmbar sei (E.ON Gas Storage, Storengy).

TaK als Planungsansatz wird aber auch von einigen Stellungnehmern abgelehnt (u.a. VNG Gasspeicher): Mit TaK werde der Blick auf die tatsächlichen physischen Engpässe verzerrt. Basis für Überlegungen zum Netzausbau sollten hingegen andere Datenquellen – wie z. B. tatsächliche Netzbewegungen – herangezogen werden, die den Netzbetreibern auch als historische Daten zur Verfügung stehen. Alternative Instrumente, wie z. B. Kapazitätsrückkauf, Regelenergie und Lastflusszusagen, lieferten marktbasiertere und daher bessere Informationen. Die Preise für derartige Alternativen ergäben eine direkte Aussage über die Höhe eines Engpasses an einem konkreten Netzpunkt und stellten damit eine tatsächliche nutzungsbezogene Abbildung des Kapazitätsbedarfes dar. Die Notwendigkeit zum Netzausbau bestehe dann, wenn der moderate Ausbau im Vergleich zum Einsatz der alternativen Instrumente langfristig kostengünstiger ist.

Sofern weitere Vorbehalte geäußert werden, dann beziehen sie sich darauf, dass durch TaK die bisher vorherrschende Nutzung von Speichern in Form einer Sommer-Winter-Fahrweise gefestigt werde. Es sei zu befürchten, dass eine marktgetriebene Entwicklung neuer Produkte bzw. die Anpassung an neue Marktentwicklungen bis hin zu einer vollflexiblen Speichernutzung durch TaK

wesentlich gebremst würden. Hiermit wären Geschäftsmodelle massiv in Frage gestellt. Dieses gelte beispielsweise auch für den sich in der Errichtung befindenden neuen Gasspeicher in Kiel-Rönne, meint Stadtwerke Kiel.

Die Grundzüge des TaK-Produkts seien ausreichend beschrieben, meinen VIK, VCI und EnBW. Allerdings werde der Hinweis, dass die FNB das Produkt jeweils unterschiedlich ausgestalten wollen, kritisch gesehen von EnBW. Für die Modellierung sollten einheitlich definierte Kapazitätsprodukte Anwendung finden, so EnBW und Stadtwerke Kiel; auch solle keine Differenzierung in Nord- oder Südbereiche stattfinden.

Die Stellungnehmer missen eine ausreichende Transparenz, sofern es um TaK als kommerzielles Produkt zur Kapazitätsvermarktung geht (z.B. E.ON Gas Storage). Die FNB sollten, basierend auf den gebauten neuen Transportkapazitäten und den zusätzlichen Einsatz von Marktinstrumenten, möglichst viel feste frei zuordenbare Kapazität und ggf. unterbrechbare frei zuordenbare Kapazität anbieten, meint RWE.

Seitens OMV wird gefordert, dass wechselseitige Beziehungen zwischen DZK und TaK erörtert werden sollten, z.B. dann, wenn das DZK-Produkt eine Zuordnungsaufgabe zu einem Speicher mit TaK enthalte.

Die Stellungnehmer äußern sich kritisch zu den bislang vorgeschlagenen Temperaturgrenzen, da Tagesmitteltemperaturen von niedriger als -10°C und größer als 20°C nur an sehr wenigen Tagen erreicht würden (VKU); die Temperaturkurven seien insgesamt überarbeitungsbedürftig (VKU, EWE Gasspeicher). Die Speicherbetreiber verweisen auf das Ergebnis der Begutachtung durch Frontier Economics zum TaK Produkt; wonach z.B. im NCG-Marktgebiet und der Aufteilung in 50 % TaK und 50 % unterbrechbarer Kapazitätsbereitstellung in Süddeutschland nur 6,5 % der Einspeisekapazität (notwendig für die Ausspeicherung aus dem Speicher) und nur 18 % der Ausspeisekapazität (für die Einspeicherung in den Speicher notwendig) fest zur Verfügung stehen. Die Marktteilnehmer sähen daher keinen zusätzlichen Nutzen angesichts einer solchen Unterbrechbarkeit (u.a. E.ON).

Die Herleitung der Temperaturgrenzen allein aus einer Vergangenheitsbetrachtung erscheint den Stellungnehmern nicht plausibel, da sie ein zukünftiges

Nutzungsverhalten von Gasspeichern unter zukünftigen Marktbedingungen naturgemäß nicht abbildeten. Deshalb seien ergänzende Untersuchungen hierzu notwendig, schreibt Stadtwerke Kiel.

Von E.ON wird kritisiert, dass die Kosten-Nutzen-Analyse nur die Kosten für Speicherkunden im tatsächlichen Fall einer Unterbrechung betrachtet. Aus Sicht von E.ON würde die Einbindung von neuen Speichern und Speichererweiterungen mit TaK (als einem unterbrechbaren Produkt) bzw. mit 50 % vollständig unterbrechbarer Kapazität (im NCG-Marktgebiet) per Saldo zu einem Anstieg der tatsächlichen Unterbrechungen führen.

Schäden für Speichernutzer, welche allein aufgrund des Risikos einer Unterbrechung entstehen, werden – im Gegensatz zu dem von mehreren Speicherbetreibern in Auftrag gegebenen Gutachten der Frontier Economics – nicht berücksichtigt, so E.ON.

Darüber hinaus würden weitere wirtschaftliche Schäden durch potenziell höhere Unterbrechungsraten, eine geringere Liquidität an den Handelsmärkten sowie Vermögensschäden der Speicherbetreiber (wg. verminderter bzw. ausbleibender Buchungen ihrer Speicherprodukte) überhaupt nicht erwähnt, beklagt E.ON. Im Gegensatz dazu stufen VIK und VCI die Kosten-Nutzen-Analyse als plausibel und sachgerecht ein.

Kapazitätsprodukte sollten sowohl die saisonale als auch die marktgetriebene Fahrweise der Kunden widerspiegeln, auch an Bestandsspeichern. Das TaK-Produkt solle dabei nicht die finale Lösung für die Transportkapazitätsbereitstellung an Speichern sein, schreiben Storengy und E.ON. Von VNG (VNG Verbundnetz und Gasspeicher), E.ON und EWE Gasspeicher wird gefordert, dass Anreize zur Vorhaltung von Leistungen und Arbeitsgasvolumen zur Stützung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit gesetzt werden.

H-Gas-Quellen

Die unterstellte Verteilung der H-Gas-Quellen auf Importpunkte und die Annahmen zu bereits kontrahierten langfristigen Beschaffungsverträgen entsprechen insbesondere in Bezug auf den Punkt Greifswald nicht den Erwartungen der Marktteilnehmer, meint Niederlandse Gasunie. Am Grenzübergangspunkt (GÜP)

Greifswald stünden im Gegensatz zu anderen aufgeführten H-Gas-Quellen langfristig vertraglich gesicherte Importleistung zur Verfügung. Aus Sicht eines Konsultationsteilnehmers ist es erforderlich, in künftigen Netzentwicklungsplänen mehrere unterschiedliche Varianten der H-Gas-Quellenverteilung zu berechnen.

3. Der **Modellierungsansatz** der FNB beruht auf verschiedenen **Eingangsgrößen** zu Gaskraftwerken, sonstigen Anschlusspunkten zur Industrie, Gasspeichern, Grenz- bzw. Marktübergangspunkten und nachgelagerten Verteilernetzen. Die Konsultationsteilnehmer waren aufgefordert, die Eingangsgrößen zu bewerten.

E.ON Hanse sieht ein Problem darin, dass einerseits in der Basisvariante II für die Industrie mit direktem Anschluss an ein Fernleitungsnetz ein langfristig konstanter Gasbedarf angenommen, andererseits aber (in den Modellierungsvarianten IIa und IIc) pauschal von einem jährlichen Rückgang des gesamten Gasbedarfs beim **VNB** ausgegangen werde. Bei der Modellierung sollte die unterschiedlich ausgeprägten Strukturen einzelner nachgelagerter Netzbetreiber je nach Marktgebiet stärker berücksichtigt werden.

Zur sachgerechten Netzmodellierung sei es laut ENSO Netz erforderlich, die Gleichzeitigkeit bei der Ermittlung von Verbrauchsdaten zu berücksichtigen. Darüber hinaus führe die Umrechnung von Gasmengen in Leistungsangaben auf Basis kundengruppenspezifischer durchschnittlicher Benutzungsstunden zu falschen Ergebnissen, wenn mit gleichbleibender Benutzungsstundenzahl gerechnet werde. Ein Rückgang des Gasbedarfes gehe einher mit einer Verringerung der Benutzungsstundenzahl. Blicke dies unberücksichtigt, werde eine zu geringe Leistung für nachgelagerte Netze angesetzt.

Die Bedarfe der **Gaskraftwerke** in den Verteilernetzen seien nach Meinung von Creos nicht transparent berücksichtigt. Hier wird höhere Transparenz gefordert. Neben den bestehenden Kraftwerken ergebe sich insbesondere für Bauvorhaben von Kraftwerken, die einen Anschluss an Verteilernetze begehren, im NEP Handlungsbedarf. Es seien teilweise Kraftwerke geplant, für deren Anschlussleitungen teilweise bereits abgeschlossene Planfeststellungsverfahren vorlägen. Die zur Versorgung dieser Kraftwerke benötigte Kapazität sollte in der Netzmodellierung wie Anschlussansprüche im Fernleitungsnetz berücksichtigt werden.

Industriekunden beim VNB dürfen nicht anders als Industriekunden beim FNB behandelt werden, meinen Energienetze Bayern und Schwaben Netz. Industrieinvestitionsvorhaben, die keine Kapazitätsgewährung über §§ 38 und 39 GasNZV erhalten, sollten jedoch zwecks Investitionssicherheit einen Kapazitätsausbauanspruch über die interne Bestellung erhalten, wünschen sich VIK und VCI.

Eine planerische Änderung der bisherigen Qualität der Netzanbindung für **Bestandsspeicher** sei nicht hinnehmbar. Der hierfür vorgeschlagene Einsatz marktbasierter Instrumente werde im vorliegenden, überarbeiteten NEP-Entwurf nicht aufgegriffen, meint E.ON.

Der französische Regulierer CRE verweist darauf, dass zwar die im NEP genannten französischen Projekte korrekt aufgefasst seien. Allerdings sei der Stand der Entwicklung teilweise unterschiedlich. Die kürzlich geschehene Kapazitätsverlagerung vom **GÜP** Medelsheim zu einem nationalen Verteilernetz werde als nicht abgestimmt kritisiert. Diese Kapazitätsverlagerung führe zu einer Kapazitätsverknappung von 50 GWh/d zwischen fester Ausspeisekapazität in Medelsheim und fester Einspeisekapazität in Obergailbach. Diese Kapazitätsverlagerung habe einen negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit von Frankreich.

4. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Netzentwicklungsplanung stellt die **Marktraumumstellung** dar. Die **Besonderheiten der L-Gas-Versorgung** sind hinreichend bekannt. Weil die L-Gas-Aufkommen in Deutschland und den Niederlanden in ihrer Leistung zurückgehen, wird auf längere Sicht eine Umstellung von L-Gas-Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas unausweichlich. Die Bundesnetzagentur stellte in der Konsultation zur Diskussion, ob die gewählten **Kriterien zur Findung der Umstellungsbereiche** nachvollziehbar und ob gegebenenfalls **alternative Vorgehensweisen** bei der Marktraumumstellung sinnvoller seien.

Die Marktteilnehmer betonen, dass die Planung der Umstellung sich grundsätzlich an den übergeordneten Zielen der Sicherstellung der Erdgasversorgung und einer

gesicherten Ableitbarkeit der Erdgasproduktion orientieren solle. Die Kriterien für die Findung der Umstellungsbereiche seien sinnvoll gewählt, schreibt der VKU.

E.ON schlägt vor, dass zur Absicherung der Spitzenkapazität durch Alternativen wie der kurzfristige Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung berücksichtigt werden könne, um eine zu frühe Umstellung zu vermeiden.

WEG findet die Verwendung der (unverbindlichen) Angaben zu zukünftigen Bestelleistungen von nachgelagerten Netzbetreibern als Basis für Netzumstellungsentscheidungen bedenklich. Der NEP solle nur die unmittelbar notwendigen Umstellungen beinhalten und die Flexibilität beinhalten, Umstellungen zeitlich zu verschieben, wenn sich die Kapazitätsbilanz verändert.

Um eine Gasanpassung von L- auf H-Gas effizient zu ermöglichen, solle beim Ausbau der Netze ein angemessener Rahmen an Absperreinrichtungen mit berücksichtigt und auch eingesetzt werden, um die Anpassungsbezirke nicht zu groß werden zu lassen, bemerkt Vaillant. Auch Runkel weist darauf hin, dass die sogenannten Schaltbezirke in den Verteilernetzen in ihrer Größe (d. h. in Abhängigkeit der Art und Anzahl der Gasgeräte) so zu bemessen seien, dass diese Gasgeräte durch die verfügbaren Monteure der Anpassungsfirmen im vorgegebenen Zeitfenster auch angepasst werden können. Begatec schlägt vor, das Volumen eines Umstellungsgebietes durch die Kapazitäten der einsetzbaren Monteure zu definieren. Aus eigenen Erfahrungen ergäben sich damit Gebietsgrößen von bis zu maximal 80.000 Hausanschlüssen.

SWB Netze findet, dass alle Kosten und Kostenansätze für die nachgelagerten Netzbetreiber mit in die Kalkulation des NEP Gas aufgenommen werden sollten. Dadurch, dass die Kosten der VNB nicht berücksichtigt würden, entstehe ein Missverhältnis in der Bewertung. Ein VNB dürfe zudem in keinem Fall aus Versorgungssicht durch eine Umstellung schlechter gestellt werden.

Bei den „allgemeinen Kriterien zur Findung der Umstellungsbereiche“ weisen Begatec und DVGW darauf hin, dass die Größe der zu einem Zeitpunkt umzustellenden Bereiche der Verteilernetze sich nach Anzahl und Art der Gasgeräte und der damit einhergehenden einzuplanenden Anpassungszeit und auch dem verfügbaren Fachpersonal richten müsse. Auch vor dem Hintergrund, dass sensible Gasgeräte erst nach der Umstellung des Gases angepasst werden

könnten und dies in einer sehr kurzen Zeitspanne erfolgen müsse, seien die Schaltbezirke in den Verteilernetzen in ihrer Größe entsprechend zu bemessen.

Der VKU findet die Auswahl der Umstellungsgebiete in Ordnung. Storengy bemängelt jedoch die Nichtberücksichtigung von Speichern und der dort verfügbaren L-Gas-Mengen im Umstellungsprozess.

Avacon Hochdrucknetz wiederum betont, dass eine Marktraumumstellung nur unter Beachtung der Netztopologie der nachgelagerten Netzbetreiber durchgeführt werden dürfe. Die Vermaschung der Netze von Avacon Hochdrucknetz im Netzbereich Salzgitter sei teilweise zu komplex, als dass eine Auftrennung vorhandener Netzringe die völlige Isolierung nachgelagerter Netzbetreiber bedeutete. Erschwerend komme hinzu, dass sich diese Netzgebiete in unterschiedlichen Marktgebieten befänden und auch von unterschiedlichen Gasqualitäten aufgespeist würden.

E.ON Avacon weist auf eine laufende Untersuchung des Gas-Wärme-Instituts Essen e.V. (GWI) hin, bei welchem die Machbarkeit einer gleitenden Gasqualitätsanpassung in einem Netzgebiet untersucht werden soll. Die Untersuchung solle im Ergebnis zeigen, dass ein sicherer Betrieb des Gasnetzes bei einer gleitenden Gasqualitätsanpassung – auch mit einer „Zwischenqualität“ - gewährleistet sei. Dieses Projekt sei ein Teil des von DVGW veranlassten Forschungsprojektes „Vergleich alternativer Optionen zur Anpassung von L- auf H-Gasqualität“. Dieses alternative Konzept sollte mit allen Marktteilnehmern diskutiert werden, um eine Übertragbarkeit auf andere Netzbetreiber zu ermöglichen.

ExxonMobil wünscht sich eine engere Zusammenarbeit mit den Niederlanden. Dies begrüßt ebenso der niederländische FNB Gasunie Transport Services. Neue Kunden mit hohem Kapazitätsbedarf, aber geringem Jahresverbrauch (z.B. Gaskraftwerke) sollten laut WEG und ExxonMobil möglichst im H-Gas-Netz angeschlossen werden, um zusätzliche Bedarfsspitzen zu vermeiden. Der kurzfristige Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung könne ein geeignetes Mittel sein, teure oder zu frühzeitige Umstellungen zu vermeiden. Dies sei im NEP aber nur in sehr geringem Maße berücksichtigt.

5. Zwecks **Analyse historischer Unterbrechungen**, die im NEP betrachtet wurden, wurde gefragt, ob **tatsächliche Unterbrechungen** einen sinnvollen Indikator für einen notwendigen Netzausbau darstellten und ob die gewählte **Schwelle von einem Prozent** bezogen auf die Unterbrechungsdauer im Betrachtungszeitraum angemessenen sei. Die **Gasversorgungssituation im Februar 2012** wurde im Rahmen der Analyse der historischen Unterbrechungen nicht betrachtet. Dies sollte ebenso in der Konsultation kommentiert werden.

Für Schwaben Netz bringe die Analyse der historischen Unterbrechungen keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn. Ziel müsse es sein, Engpasssituationen wie im Februar 2012 zu vermeiden, indem den VNB gänzlich feste Kapazitäten bereitgestellt werden.

Für EWE Gasspeicher, E.ON und Storengy stellen die von den FNB aufgeführten Unterbrechungszeiträume lediglich einen Teil der tatsächlichen Unterbrechungsnotwendigkeit dar. In der Realität komme es aufgrund der üblichen kurzen Vorlaufzeiten für die Unterbrechung regelmäßig zu einer vorsorglichen Renominierung von Gasmengen durch die Marktteilnehmer, um die aus der Unterbrechung resultierenden Einschränkungen durch alternative Markttransaktionen besser kompensieren zu können. Diese Renominierungen würden von den FNB allerdings nicht als Unterbrechung erfasst, obwohl sie ursächlich im Zusammenhang mit einem vorhandenen Netzengpass stünden.

E.ON stellt klar, dass eine Schwelle ausgedrückt in Prozent bezogen auf die Unterbrechungsdauer im Betrachtungszeitraum wenig nachvollziehbar sei. Für die Beurteilung der Relevanz von Unterbrechungen sei nicht nur deren Dauer, sondern auch die betroffene Gasmenge wesentlich. Daher schlägt E.ON die zusätzliche Aufnahme einer Mengengewichtung (Summe der unterbrochenen kWh) in die Analyse der Unterbrechungen pro Einspeise- und Ausspeisepunkt vor.

Für EnBW erschließt sich nicht, warum es überhaupt eines Schwellenwertes bedarf. Es sollten alle Unterbrechungen erfasst und transparent dargestellt werden. Primärer Indikator für Netzausbau oder marktbasierter Maßnahmen zur Kapazitätsbereitstellung sollte die Anmeldung des Bedarfs an festen FZK im Vergleich zur technischen Kapazität sein.

VIK und VCI finden die ausgewählte Schwelle von 1 Prozent für die Einbeziehung von Unterbrechungen grundsätzlich in Ordnung.

Für Repower wiederum sei die Schwelle zu hoch angesetzt. Die finanziellen Ertragsausfälle und entstandenen Kosten seien selbst bei kurzen Unterbrechungen erheblich. Generell werde im derzeitigen Marktumfeld auf dem Strommarkt ca. 80 % bis 90 % der Deckungsbeiträge in rund 10 % der Jahresstunden verdient – in denen Unterbrechungen tendenziell wahrscheinlicher seien. Zudem führten selbst kurze Unterbrechungen zu einem Ausschluss vom Regelenergiemarkt.

E.ON bemerkt, dass durch die falsch gewählten Rahmenbedingungen die Unterbrechungen im bestehenden Fernleitungsnetz bezogen auf den physischen Ort der Unterbrechung möglicherweise nicht an den tatsächlich betroffenen Einspeise- oder Ausspeisepunkten ausgewiesen seien.

EnBW kritisiert, dass von den seitens der FNB vorgeschlagenen Ausbaumaßnahmen, die wahrscheinlich ohnehin realisiert würden, keine Reduzierung der Unterbrechungshäufigkeit für die Zukunft zu erwarten sei.

OMV zeigt auf, dass durch die Integration des SÜDAL-Systems in das Marktgebiet NCG 2013 der Übergabepunkt „Haiming-ABG Ausspeisung“ entfallen sei. Zwar seien damit zukünftig keine weiteren Unterbrechungsdaten vorhanden, die Unterbrechungswahrscheinlichkeit sei durch die Integration der SÜDAL jedoch nicht vollständig entfallen. Eine detaillierte Darstellung, inwieweit den steigenden Kapazitätsanforderungen in der Region Abhilfe geleistet wird, fehle.

Repower erwartet, dass das zukünftige Unterbrechungsverhalten anhand eines Zielmodells abzuschätzen seien, um eine belastbare Aussage zu erhalten.

Für EnBW hat die Engpasssituation im Februar 2012 deutlich gezeigt, dass insbesondere der Süden Deutschlands durch Folgen der aktuellen Anreizregulierung (Anerkennung von kapazitätsreduzierenden Maßnahmen im nachgelagerten Netz) mit Problemen bei der Kapazitätsbereitstellung zu kämpfen habe. Insofern werde erwartet, dass die Erhöhung der für diese Region verfügbaren Kapazitäten auf der TENP zeitnah umgesetzt werde.

Aus Sicht von E.ON, EnBW, VKU, VIK, VCI und Repower wäre es sachgerecht, generell die Unterbrechungen sowie darüber hinaus die kurzfristigen Renominierungen an Speicheranschlusspunkten für den Zeitraum 1. Februar bis 16. Februar 2012 mit zu berücksichtigen.

6. Bei den **Ergebnissen der Modellierung** war es für die Bundesnetzagentur von Interesse, ob die **Darstellung der Netzausbaumaßnahmen** je Variante ausreichend transparent und nachvollziehbar sei und ob die zur Durchführung vorgeschlagene **Modellierungsvariante IIc** und auch die **anderen Varianten** aus Sicht der Konsultationsteilnehmer zu einem **sinnvollen effizienten Netzausbau** führten. Zwecks potenzieller **Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben** waren Modifizierungsvorschläge willkommen. Zuletzt wurden ebenso das **Versorgungssicherheits-Szenario** und die Frage der Berücksichtigung einzelner **individueller Anschlussbegehren**¹¹ zur Diskussion gestellt.

In Bezug auf kritikwürdige Eigenschaften der Variante IIc wird von den Marktteilnehmern auf Einzelaspekte verwiesen. Schwaben Netz sieht die pauschale Fortschreibung von LFZ negativ. Repower wiederum wünscht sich mehr Berücksichtigung von kapazitätsreduzierenden Maßnahmen in den nachgelagerten Netzen, Storengy von marktbasierten Instrumenten.

Die Ergebnisse des Szenario IIc seien tendenziell zu gering eingeschätzt aufgrund der Annahme von TaK und deren Temperaturannahmen (meint E.ON), der Bedarfe für VNB (VKU) und des DZK für Kraftwerke (Repower). VIK und VCI halten diese Variante unter Anpassung der Produktvorschläge für volkswirtschaftlich sinnvoll.

EnBW sieht generell die Modellierungsvarianten mit TaK- und DZK-Ansatz kritisch. Die indikativ berechnete Variante IId sei eher eine valide Basis für die Netzmodellierung.

Von E.ON, VIK und VCI wird die getrennte Darstellung der Ergebnisse nach H- und L-Gas begrüßt. E.ON bemängelt, dass es keine separate Speicherausbauvariante gibt. Deshalb werde nicht transparent, welcher Ausbauanteil in Abhängigkeit der im NEP-Entwurf unterstellten Szenarien tatsächlich den Speichern zuzurechnen sei.

¹¹ Diese werden in diesem Dokument jedoch nicht im Einzelnen aufgeführt

Nicht nachvollziehbar ist für E.ON, inwieweit die an bestehenden Einspeise- oder Ausspeisepunkten im Netz in früheren Netzentwicklungsplänen ausgewiesenen festen Kapazitäten (ggf. unter Auflagen wg. LFZ) im aktuellen NEP-Entwurf verändert oder umverteilt werden. Daher sei eine Offenlegung der FNB erforderlich, wo und wann Umverteilungen erfolgt seien.

OMV und Schwaben Netz erwarten eine ausführlichere Darstellung der Einzelprojekte mit ihrem jeweiligen Effekt.

Schwaben Netz schlägt ein Referenzszenario aus den betrachteten Modellierungsvarianten vor. VIK und VCI betonen, dass der Widerspruch zwischen den Einschätzungen von Prognos und den nachgelagerten Netzbetreibern prioritär aufzulösen sei. Gewünscht werde eine Reduzierung der nicht kontrahierten LFZ auf null und eine Abschätzung der Potentialausschöpfung in den nachgelagerten Netzen.

Aufgrund der Komplexität der Berechnungsmethodik wird seitens der Marktteilnehmer bezweifelt, dass eine Einschätzung zu den vorgeschlagenen Maßnahmen von Nichtbeteiligten erfolgen kann. Alleine deswegen sieht EnBW eine Plausibilisierung der Eingangsparameter als unabdingbar an.

E.ON erwartet, dass der Status quo der Netzanbindung für Bestandsspeicher zumindest beibehalten werde. Das hieße, dass zum Beispiel wegfallende LFZ von den betroffenen FNB anderweitig zu kompensieren seien. Hierbei sei zu bedenken, dass die FNB in der Vergangenheit LFZ als netzausbauminimierende Instrumente genutzt hätten.

EnBW weist darauf hin, dass es auf Basis der derzeit von den FNB zur Verfügung gestellten Informationen nach wie vor einer Modellierungsvariante bedürfe, bei der prinzipiell mit festen frei zuordenbaren Kapazitäten modelliert werde. Zumindest Modellierungsvariante IId solle insofern überarbeitet werden, als dass die FNB neben den Pauschalannahmen über Einzelabfragen bei den betroffenen Betreibern von Untergrundspeichern, von Kraftwerken, von Industrieanlagen und von nachgelagerten Netzen eine mit den Prognosen des Szenariorahmens plausibilisierungsfähige Aussage über den Bedarf an festen FZK erarbeiten könnten.

EWE Netz spricht sich für Variante IIe als Ausgangsbasis aus, wobei die Erkenntnisse aller nachgelagerter Netzbetreiber aggregiert werden sollten. VKU befürwortet eine Weiterentwicklung der Implementierung der Langfristprognose der nachgelagerten Netzbetreiber entsprechend Variante IIe.

Die Modellierungsvariante IIc solle laut Storengy nicht nur als indikativ, sondern als vollständig durchgerechnete Variante berücksichtigt werden. Varianten mit TaK und DZK könnten dagegen entfallen.

Schwaben Netz, VIK und VCI halten die Erstellung einer Modellierungsvariante ohne den Einbezug von Lastflusszusagen für notwendig. EnBW schränkt ein, dass eine solche Variante lediglich der Plausibilisierung des Instruments LFZ dienen solle und nicht als valide Ausbauvariante gesehen werden dürfe.

Storengy begrüßt die Feststellung der Wichtigkeit von Speichern im Versorgungssicherheitsszenario und erwartet diesbezüglich mehr Kapazitätszuweisung. Allerdings dürfe es nicht zu ungleichmäßigen Bevorteilungen kommen, etwa in Bezug auf Speicher im Marktgebiet NCG.

Der BDEW wünscht sich im Versorgungssicherheitsszenario die Aufnahme der im Präventionsplan des BMWi unterstellten Einschränkungsszenarien, wobei die FNB den Ausfall eines jeden wesentlichen Importpunkts untersuchen sollten. Hier könnten sich wesentliche Unterschiede bei den daraus resultierenden Netzbelastungen ergeben.

Gasunie Transport Services würde im zukünftigen NEP-Prozess ein „Szenario 2030“ zur ganzheitlichen Abbildung der anstehenden Marktraumumstellung begrüßen.

7. Wenn es um **Voraussetzungen und Bedingungen der FNB für Netzausbaumaßnahmen** geht, ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur maßgeblich, Meinungen aus dem Markt zu erhalten.

Die derzeitige Methodik der rollierenden Netzausbauplanung lasse in dieser Form eine gesicherte Planung für einzelne Marktteilnehmer nicht zu, so der BDEW. Dies gelte insbesondere für den Abschluss von langfristigen Import- und

Speicherverträgen. Beispielhaft sei hier die gegenüber dem NEP Gas 2012 entfallende Ausbaumaßnahme der Netzkopplung in Rehden/Drohne.

8. Im Kapitel zu **Power-to-Gas** ging es teilweise in technische Tiefen. Gefragt wurde nach einer Bewertung des methodischen Ansatzes zur **Identifikation von möglichen Standorten für Power-to-Gas-Anlagen** und der zukünftigen Betrachtung dieses Themas.

Die Resonanz zum Thema Power to Gas und den bisherigen Ausführungen im NEP war sehr positiv. Vielfach wurde angeregt, die Standortbetrachtung des NEP auszubauen, um weitere Eingangsgrößen zu ergänzen und perspektivisch einen „Power to Gas-Potentialatlas“ zu etablieren (u.a. DENA).

Nicht einheitlich war das Meinungsbild hinsichtlich der Betrachtung der Einspeisung von Wasserstoff. Während wenige Marktteilnehmer diese vollkommen ablehnen, weisen andere auf die noch nicht vollständig erhobenen Umrüstkosten hin. Das Gegenargument ist der Wirkungsgradverlust bei der Methanisierung. Aufschlussreich, aber kein Projekt für den NEP, wäre eine Gegenüberstellung der Umwandlungsverluste und der Umrüstkosten.

Aus der Konsultation ergaben sich einige Parameter, die nach Auffassung der Marktteilnehmer ergänzend zu den bisherigen Eingang in die weitere Standortanalyse finden sollten. Es handelt sich dabei zum größten Teil um bereits erhobene und frei zugängliche Informationen, die allerdings noch zusammengeführt werden müssen. Zum Beispiel, dass der privilegierte Netzzugang von Biogasaufbereitungsanlagen gemäß § 3 Nr. 10c EnWG an die Verwendung von biogenem CO₂ bei der Methanisierung geknüpft sei. Diese Mengen seien auf absehbare Zeit ausreichend. Die Standorte der Anlagen könnten z.B. dem DENA-Biogasanlagenregister entnommen werden. Auch der Bericht nach § 37 GasNZV (Biogasmonitoringbericht), der jährlich von der Bundesnetzagentur erstellt wird, könnte als entsprechende Datengrundlage herangezogen werden.

9. Relevant für die Bewertung der Kapazitätsprodukte DZK und TaK, die bereits unter Kapitel 2 angesprochen wurden, sind die dem NEP beigefügten **Kosten-Nutzen-Analysen**. Die Bundesnetzagentur bat die Konsultationsteilnehmer um Stellungnahme

zur **Methodik** der Kosten-Nutzen-Analysen der Produkte und der Flexibilitätsinstrumente in den nachgelagerten Netzen.

Bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analysen sollten laut Stadtwerke Kiel die potentiellen Kosten für alle Maßnahmen bei den FNB bestimmt werden, um einen objektiven und validierbaren Kosten-Nutzen-Vergleich verschiedener Netzausbauvarianten zu gewährleisten. Insbesondere würde so eine umfassende Abschätzung der durch die Nutzung der Kapazitätsprodukte bei Gaskraftwerksbetreibern, Gasspeicherbetreibern und nachgelagerten VNB entstehenden Kosten für die Abwägung der einzelnen Ausbauszenarien durch die FNB erreicht werden.

E.ON bemängelt, dass die von den Speicherbetreibern und Händlern adressierten Einwände gegen TaK als Kapazitätsprodukt nicht berücksichtigt worden seien. Der vollständige Netzausbau für FZK mitsamt marktbezogener Maßnahmen als relevanter Vergleich des Gutachtens würde als nicht sachgerecht eingeschätzt. Eine höhere Transparenz (oder Sensitivitätsrechnungen) zu den Annahmen der Preisvolatilität 2018 bzw. 2023 wäre aus Sicht von E.ON wünschenswert gewesen. Speicher zögen einen großen Teil ihres Wertes aus der Volatilität der Marktpreise für Gas im Jahresverlauf sowie aus den Preisunterschieden (Spreads). So würden bei einem höheren als dem unterstellten Ansatz für Volatilitäten 2018 bzw. 2023 die Kostenauswirkungen durch TaK für Speichernutzer ggf. deutlich höher ausfallen.

Das Ergebnis der erstellten Kosten-Nutzen-Analyse sei laut Storengy und E.ON dadurch vorherbestimmt, dass ein Vergleich von TaK nur mit einem vollständigen Netzausbau für FZK erfolgte. Ein solcher Netzausbau für FZK ohne Berücksichtigung von marktbasierter Maßnahmen verursache naturgemäß sehr hohe Kosten und könne nicht als Beleg für die Effizienz des Produktes TaK herangezogen werden. Durch den Einsatz von marktbasierter Instrumenten könne ein gesamtwirtschaftlich ausgewogeneres Verhältnis von Netzausbaukosten und verbleibenden Nutzungseinschränkungen hergestellt werden.

Aus Sicht von RWE ist die Kosten-Nutzen-Analyse unzureichend. Es würden nicht die Aufwendungen des betroffenen Kraftwerksbetreibers einbezogen, um die jederzeitige Versorgung der Kraftwerke mit Gas sicherzustellen. Außerdem würden die Beschaffungskosten an alternativen Märkten während Engpässen

systematisch unterschätzt. Die angenommenen Preisrisiken seien daher zu korrigieren. Die Kosten-Nutzen-Analyse basiere auf der Annahme, dass Unterbrechungen der VHP-Zuordnungen gleichmäßig über das ganze Jahr verteilt sind, und berechne auf dieser Grundlage die zusätzlichen Gaskosten. Unterbrechungen würden vor allem im Winter während besonders niedriger Temperaturen auftreten.

Basierend auf den rechnerischen Ergebnissen der Kosten-Nutzen-Analyse stützen VIK und VCI die Bewertung hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit des Produkts DZK. Allerdings verweisen die Verbände auf ihre Bedenken hinsichtlich der Verschiebung des Beschaffungs- und Kapazitätsrisikos zum Kunden.

EnBW geht davon aus, dass die Größenordnung der genannten Kosten für Speicher, Kugel- und Röhrenspeicher sowie unterbrechbare Transportverträge im Durchschnitt der Schätzung entsprechen. Im Einzelfall könne es jedoch große Abweichungen vom Durchschnitt geben.

Der Versuch der FNB, eine einheitliche, transparente und möglichst vollständige Datenbasis zum Potential der intelligenten Nutzung dieser Instrumente in den Verteilernetzen zu erarbeiten, wird seitens GEODE grundsätzlich begrüßt. VIK und VCI erachten die Kostenabschätzungen als methodisch angemessen durchgeführt. Vereinzelt seien jedoch die Grundlagen für bestimmte Annahmen nicht benannt (z.B. Buchungsvolumen).

Der BDEW rät, dass im nächstjährigen NEP die Datenbasis über die kapazitätsmindernden Instrumente ausgeweitet werden solle. Schwaben Netze, VKU und EnBW kritisieren, dass es keinen wirtschaftlichen Anreiz für VNB gebe, Netzpuffer dem FNB als Regelenergie zur Verfügung zu stellen. Um den Einsatz der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilitätskomponenten im bestehenden Anreizregulierungssystem adäquat zu reflektieren, bedürfe es einer verursachungsgerechten Sozialisierung der dazugehörigen Kosten auf Ebene des Fernleitungsnetzes, z.B. als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten, die auf die Netzentgelte umgelegt werden dürfen.

Ähnlich spricht sich GEODE für die direkte regulatorische Anerkennung von technischen Einrichtungen (Speichern, etc.) und vertraglichen Maßnahmen

(Abschaltvereinbarungen, etc.) zur Kapazitätsreduzierung auf Verteilernetzebene aus. Thüga weist darauf hin, dass absehbar sei, dass die aktuelle Netzpuffersituation in den nachgelagerten Netzen durch einen weiteren Rückgang noch verschärft werde. Die Aufnahme des § 14b in das EnWG 2013 sei ein richtiger Schritt aus den Erfahrungen des Winters 2011/2012 gewesen. Die sehr enge Auslegung durch den Gesetzeskommentar und die Bundesnetzagentur jedoch habe potentielle Vertragspartner für Abschaltvereinbarungen abgeschreckt und das Potential dieser Maßnahmen gemindert (auch aus Sicht von EnBW, VKU, VIK, VCI und Schwaben Netz). VKU weist auf das Problem hin, dass ein VNB erst am 15. Oktober eines Jahres erführe, ob er interne Bestellungen auf unterbrechbarer Basis angeboten bekomme. Ab dann bliebe dem VNB zu wenig Zeit, um zur Kompensation bis Jahresende Abschaltvereinbarungen zu kontrahieren.

Das Kontrahieren von LFZ wiederum in nachgelagerten Netzen durch die FNB ist für Thüga ebenso nicht zielführend, da die FNB keinen direkten Zugriff auf potentielle Anbieter von LFZ hätten. Für eine gesicherte Speichernutzung zur Abdeckung des fehlenden Bestelleleistungsbedarfs wäre eine langfristige Lastflusszusage durch den FNB sinnvoll, meint E.ON Hanse. Laut E.ON Hanse sollte zumindest in Schleswig-Holstein die Einsatzfähigkeit von Speichern geprüft werden.

EnBW begrüßt die Möglichkeit, dass ein FNB auch LFZ im nachgelagerten Netz kontrahieren kann, da die Verantwortlichkeit bzw. Kostenallokation in einem solchen Fall bei dem für die Kapazitätsbereitstellung zuständigen FNB liege. Diese LFZ könnten eine Alternative zu Abschaltvereinbarungen nach § 14b EnWG darstellen. Der VKU sieht dies ähnlich, bevorzugt aber das Instrument der Abschaltvereinbarung gegenüber LFZ aufgrund geringerer Transaktionskosten.

Schwaben Netz argumentiert jedoch, dass eine Kontrahierung von LFZ durch einen FNB im Verteilnetz nicht zielführend sei. Der VNB werde versuchen, Flexibilitätspotenziale selbst zu nutzen. Im Einschränkungsfall (§ 16 Abs. 1 EnWG) bzw. im Engpassfall (§ 16 Abs. 2 EnWG) müsse dem VNB die eigenständige Netzsteuerung möglich sein.

EnBW, Schwaben Netz, VKU, VIK und VCI meinen, dass die kapazitätsreduzierenden Instrumente in nachgelagerten Netzen dämpfend auf den Netzausbau wirkten, diesen jedoch nicht umfänglich ersetzen. VIK und VCI sehen

insbesondere im Bereich abschaltbarer Verträge noch signifikantes Potenzial. Schwaben Netz schätzt eine Reduktion des Netzausbaubedarfes durch kapazitätsrelevante Instrumente im Verteilnetz jedoch aufgrund fehlender Anreize als nicht realistisch ein.

10. Sonstiges

Zuletzt wird von EnBW noch eine Harmonisierung zwischen dem NEP Strom und dem NEP Gas vorgeschlagen, nicht nur wie bisher bei der Kraftwerksliste. Eine tiefgreifende Kooperation zwischen FNB und ÜNB im gesamten Prozess sei zielführend. Dazu müsste auch ein Abgleich der Netzausbaumaßnahmen im Strom und Gas stattfinden, um mögliche Interdependenzen zu erkennen und zu optimieren.

VI. Inhalt der Szenarien und Modellierungsvarianten im Netzentwicklungsplan Gas 2013

In dem Plan haben die FNB entsprechend der Vorgaben des am 18.10.2012 bestätigten Szenariorahmens den Netzausbaubedarf unter Berücksichtigung verschiedener Modellierungsvarianten ermittelt (Variante IIa bis IIc sowie Szenario I und ein Versorgungssicherheitsszenario) und den Inhalt der Annahmen mit dem jeweiligen Netzausbaubedarf ausführlich im NEP dar- und gegenübergestellt.

In allen Modellierungsvarianten wurden die Bedarfe für Industrie, Grenzübergangspunkte und Marktgebietsübergangspunkte gleich angesetzt. Variationen ergaben sich jeweils beim Kapazitätsbedarf der neuen und systemrelevanten Kraftwerke, der Speicher oder dem Kapazitätsbedarf der VNB.

1. Modellierungsvariante IIa – „100 Prozent FZK für systemrelevante und Neubaukraftwerke“

In der Modellierungsvariante IIa wurde der Netzausbaubedarf berechnet, indem der Kapazitätsbedarf der neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke vollständig mit fest frei zuordenbarer Kapazität (FZK) zugrunde gelegt worden ist. Der Kapazitätsbedarf der neuen Speicher wurde mit TaK zu einem Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool angesetzt (die restlichen Anteile wurden auf unterbrechbarer Basis berechnet).

Der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde auf Basis einer von den FNB ermittelten Prognose berücksichtigt. Diese Prognose nimmt die verbindlich von den VNB angefragten internen Bestellungen des Jahres 2013 zum Ausgangspunkt und korrigiert die Werte für die nachfolgenden neun Jahre nach einem auf die Regionen bezogenen Modell entsprechend dem prognostizierten sinkenden Gasbedarf (sog. Prognos-Ansatz bzw. Top-Down-Ansatz).

Die FNB haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 des NEP Netzausbaukosten in Höhe von 2,469 Mrd. € ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 552 km Leitungslänge und 389 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

2. Modellierungsvariante IIb – „Berücksichtigung kapazitätsreduzierender Instrumente in nachgelagerten Netzen“

In dieser Variante wurde der Netzausbau unter Ansatz des Kapazitätsprodukts der DZK für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke und der TaK für die neuen Speicher berechnet (fester Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool). Der Fokus der FNB lag vor allem auf dem Einsatz kapazitätsmindernder Instrumente in den Verteilernetzen (wie z.B. technische Einrichtungen wie diverser Gasspeichertypen in den Verteilernetzen oder vertragliche Regelungen über eine Abschaltung von Kunden).

Die FNB haben in dieser Variante Netzausbaukosten in Höhe von 1,395 Mrd. € ermittelt, wobei nicht das Zieljahr 2023, sondern das Jahr 2018 betrachtet wurde. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 418 km Leitungslänge und 139 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

3. Modellierungsvariante IIc – „Kraftwerksprodukt für systemrelevante und Neubaukraftwerke“

In dieser Variante wurde der Netzausbau unter Ansatz des Kapazitätsprodukts der DZK (von den FNB „Kraftwerksprodukt“ genannt) für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke und der TaK für die neuen Speicher berechnet (fester Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool). Der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde auf Basis des Prognos-Ansatzes zugrunde gelegt.

Die FNB haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 1,566 Mrd. € ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 441 km Leitungslänge und 164 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

4. Modellierungsvariante IIId - „FZK für neue Speicher“

In dieser Variante wurde der Kapazitätsbedarf sowohl der neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke als auch der neuen Speicher mit vollständig fester frei zuordenbaren Kapazität (FZK) zugrunde gelegt. Der Bedarf der nachgelagerten Netzbetreiber wurde auf Basis des Prognos-Ansatzes berechnet.

Die FNB haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 3,243 Mrd. € ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 687 km Leitungslänge und 457 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

5. Modellierungsvariante Ile – „10-Jahres-Prognose der nachgelagerten Netzbetreiber“

In der Variante Ile wurde der Netzausbau unter Ansatz des Kapazitätsprodukts FZK für die neuen und systemrelevanten Gaskraftwerke sowie des Kapazitätsprodukts der TaK für die neuen Speicher berechnet (fester Anteil von 50 Prozent im Marktgebiet Netconnect Germany und von 80 Prozent im Marktgebiet Gaspool).

Maßgeblich wurde in dieser Variante der langfristige Kapazitätsbedarf der VNB mit der 10-Jahres-Prognose der VNB modelliert. Hier wurde die Langfristprognose der VNB bis 2023 mit dem Startwert der internen Bestellungen des Jahres 2013 unverändert übernommen (sog. Bottom-Up-Ansatz).

Die FNB haben in dieser Variante für das Zieljahr 2023 Netzausbaukosten in Höhe von 2,732 Mrd. € ermittelt. Hierin sind Maßnahmen im Umfang von 680 km Leitungslänge und 389 MW zusätzlicher Verdichterleistung oder notwendiger Reversierungen enthalten.

6. Modellierungsvariante Iff – „100 Prozent FZK“ und Szenario „Hoher Gasbedarf“ (Szenario I)

In dieser optional zu berechnenden Variante haben die FNB eine indikative Abschätzung der Kosten auf Basis spezifischer Netzausbaukosten vorgenommen. In dieser sogenannten Maximalvariante wurden sowohl bestehende als auch zusätzlich angefragte Kapazitäten an den Grenzübergangsprunkten, Marktgebietsübergangspunkten, Speichern, Kraftwerke, Industriekunden und interne Bestellpunkte der VNB mit vollständig fester frei zuordenbaren Kapazitäten modelliert.

In dieser Variante wurden Netzausbaukosten (mit Referenz auf die Variante IId) in Höhe von rund 24 Mrd. € ermittelt.

Gleichermaßen wurde auf Basis spezifischer Netzausbaukosten das Szenario I mit einem hohen Gasbedarf, resultierend aus der Berücksichtigung auch der unverbindlichen Anfragen von Gaskraftwerken oder Gasspeichern und einem hohen Gasbedarf der VNB (insgesamt Zusatzbedarf von 69 GW), betrachtet. Hier haben die FNB Netzausbaukosten in Höhe von 6,4 Mrd. € abgeschätzt.

Glossar

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BMWi	Bundeswirtschaftsministerium
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazitäten. DZK gehören zur Gruppe der frei zuordenbaren Kapazitäten mit Beschränkungsmöglichkeit (durch den FNB) und ermöglichen wie FZK frei zuordenbare Transporte im gesamten Marktgebiet und Zugang zum virtuellen Handlungspunkt (VHP). Sie können jedoch zum VHP unterbrochen werden, wenn durch andere Nominierungen im Marktgebiet ein Engpass auftritt. DZK sind aber in Relation zu (mindestens) einem vorab bestimmten Netzpunkt weiterhin fest. Genaue Regelungen werden in den Geschäftsbedingungen der FNB getroffen.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 3 Nr. 5 EnWG
FZK	Feste frei zuordenbare Kapazitäten. FZK sind im gesamten Marktgebiet fest und bieten ebenso festen Zugang zum virtuellen Handlungspunkt. In der europäischen Gasnetzzugangsverordnung 715/2009/EG Artikel 2 (16) werden feste Kapazitäten als „verbindliche Kapazität“ definiert, "die von dem Fernleitungsnetzbetreiber vertraglich als nicht unterbrechbare Kapazität zugesichert wurde". Die GasNZV in Deutschland konkretisiert weiter: "Fernleitungsnetzbetreiber haben Einspeisekapazitäten an unterschiedlichen Einspeisepunkten zu Einspeisezonen zusammenzufassen, die es ermöglichen, eine Einspeisung von Gas auf der Basis einer Einspeisekapazitätsbuchung an einem einzigen Einspeisepunkt vorzunehmen, soweit dies strömungsmechanisch möglich ist." (§ 11 Abs. 2 GasNZV).
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
Gaspool	Einer der beiden deutschen VHP
GÜP	Grenzübergangspunkt
Interne Bestellung	Nachgelagerte VNB können einmal jährlich bei ihrem vorgelagerten FNB die an den Netzkopplungspunkten maximal vorzuhaltende feste Überspeisekapazität für das folgende Kalenderjahr mit Hilfe einer internen Bestellung erwerben, um den Bedarf der eigenen Netzanschlusskunden zu decken.

KOLA	Festlegung der Kosten für die Beschaffung von Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung. KWK ist die gleichzeitige Gewinnung von Energie, die in elektrischen Strom umgewandelt wird, und Fern- oder Prozesswärme
LFZ	Lastflusszusagen gemäß § 9 Abs. 3 Satz 2 Ziff. 1 GasNZV
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MÜT	Marktgebietsübergangspunkt bzw. „Marktgebietsüberschreitender Transport“
NCG	NetConnect Germany, einer der beiden deutschen VHP
NEP	Netzentwicklungsplan
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
TaK	Temperaturabhängige Kapazitäten. TaK gehören wie DZK zur Gruppe der frei zuordenbaren Kapazitäten mit Beschränkungsmöglichkeit (durch den FNB) und ermöglichen wie FZK frei zuordenbare Transporte im gesamten Marktgebiet und Zugang zum virtuellen Handlungspunkt (VHP). Sie können jedoch zum VHP in der Ein- bzw. Ausspeisung unterbrochen werden, wenn vorbestimmte Temperaturgrenzen über- bzw. unterschritten werden.
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TTF	Title Transfer Facility, niederländischer VHP
TYNDP	Ten Year Network Development Plan, der europäische Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (hier Gas). Gemäß Artikel 8.3 der EU-Verordnung 714/2009 soll der Netzbetreiberverband ENTSO-G (www.entsoe.eu , parallel zu ENTSO-E im Strombereich) alle zwei Jahre einen nicht verbindlichen gemeinschaftsweiten Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan erstellen, der eine europäische Prognose zur Gasbedarfsentwicklung beinhaltet. Der TYNDP stellt einen zukunftsorientierten Vorschlag für Investitionen in die Infrastruktur für die Stromübertragung in Europa dar.

Unterbrechbare Kapazität

Unterbrechbare Kapazitäten bieten die Möglichkeit zum Gastransport über den virtuellen Handlungspunkt auf unterbrechbarer Basis. Die europäische Gasnetzzugangsverordnung 715/2009/EG definiert unterbrechbare Kapazität als „Erdgasfernleitungskapazität, die von dem Fernleitungsnetzbetreiber

gemäß den im Transportvertrag festgelegten Bedingungen unterbrochen werden kann" (Artikel 2 (13)).

VHP Virtuellem Handelspunkt. Ein VHP ist ein fiktiver Übergabepunkt in einem Marktgebiet zum Austausch von Gasliefermengen.

VNB Verteilernetzbetreiber gemäß § 3 Nr. 7 EnWG