bdew
Energie. Wasser. Leben.

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Stellungnahme

Netzentwicklungsplan Gas 2013

Entwurf der deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber vom 1. April 2013

Anhörung der Bundesnetzagentur
- Fragenkatalog vom 24.04.2013
- Ergänzende Fragen vom 17.05.2013
Az.: 8615-NEP Gas 2013 Konsultation NEP Gas

Berlin, 28. Juni 2013

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund der Veröffentlichung des Konsultationspapiers und des Entwurfs des NEP Gas 2013 ist die Stellungnahme des BDEW Ergebnis gemeinsamer Diskussionen aller Wertschöpfungsstufen. Im Rahmen der Konsultation sind Fragen offen geblieben, die im BDEW gemeinsam diskutiert werden.

Der BDEW unterstützt den Netzentwicklungsplan (NEP) Gas als geeignetes Instrument für eine bedarfsgerechte Netzplanung und sieht die damit verbundenen Konsultationen als insgesamt sinnvoll und akzeptanzfördernd an. Diese geben allen Stakeholdern die Gelegenheit, frühzeitig in den Dialog einzutreten und eigene Vorschläge in den Prozess einzuspeisen. Dabei ist positiv zu vermerken, dass einige Hinweise aus der BDEW-Stellungnahme zum Konsultationspapier des NEP Gas 2013 berücksichtigt worden sind.

Hinsichtlich des Kraftwerksprodukts (KWP) bestehen zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) einerseits und den Netznutzern andererseits noch zu klärende Fragen. Während die FNB auf ihre Ausführungen im NEP 2013 verweisen, lehnen die Kraftwerksbetreiber/ Händler das KWP als zu vermarktendes Kapazitätsprodukt ab, da sie nur begrenzte Möglichkeiten sehen, über ein Produktportfolio und eine räumliche Differenzierung kapazitätsersetzende Maßnahmen transparent und kosteneffizient am Markt zu erhalten. Insofern besteht bezüglich eines adäquaten Kapazitätsprodukts noch weiterer Diskussionsbedarf zwischen den FNB, den Kraftwerksbetreibern und den Gashändlern. Ein Konsens sollte sich an den Grundanforderungen der Netzentwicklung orientieren und auf ein bedarfsgerecht ausgelegtes und volkswirtschaftlich effizientes Gasnetz abzielen.

Auch bei den temperaturabhängigen festen frei zuordenbaren Kapazitäten (TaK) kann keine fundierte Bewertung mangels detaillierter Beschreibungen erfolgen. Hinsichtlich des Produkts TaK liegt zwar die geforderte Kosten-Nutzen-Analyse vor; eine Bewertung im Auftrag der Speicherbetreiber kommt jedoch zu anderen Ergebnissen.

Das in der Dialogveranstaltung für Gaskraftwerksbetreiber/Gasspeicherbetreiber vom 14. Mai 2013 diskutierte und im Workshop am 18. Juni 2013 präzisierte „Trennungsmodell“ geht aus Sicht des BDEW zwar insoweit in die richtige Richtung, als dass ein KWP/TaK als Planungsprämisse der FNB für den Netzausbau Anwendung finden kann. Diese Produkte dürfen jedoch nicht als zu vermarktende Kapazitätsprodukte feste frei zuordenbare Kapazitäten ersetzen. Deshalb muss hierbei sichergestellt bleiben, dass der Dialog über die Ausgestaltung geeigneter Kapazitätsprodukte unter Berücksichtigung des Einsatzes von marktbezogenen Maßnahmen auf einer geeigneten Plattform nahtlos weitergeführt werden kann. Der BDEW hält eine Einigung hinsichtlich der unterschiedlichen Einschätzungen der Marktteilnehmer für dringend erforderlich und bietet sich als Forum für die notwendige Fortführung des Dialogs an.

Insgesamt muss bei der Erstellung des NEP Gas beachtet werden, dass dieser alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthält. Im Sinne der Bedarfsgerechtigkeit weist der BDEW darauf hin, dass die Interessen der Anschlussnehmer

bei der Netzplanung angemessen zu berücksichtigen und mögliche Ungleichbehandlungen zu vermeiden sind. Auch im Rahmen der flankierenden Marktraumumstellung von L- auf H-Gas betont der BDEW, dass diese im Sinne aller Marktteilnehmer transparent und bedarfsgerecht durchgeführt werden muss.

Mit Blick auf den Szenariorahmen für den NEP Gas 2014 möchte sich der BDEW dafür aussprechen, dass weitergehende grundsätzliche Aspekte frühzeitig und transparent diskutiert und behandelt werden sollen.

1 Vorbemerkung

Aus Sicht des BDEW ist die Erstellung des NEP Gas und damit die bedarfsgerechte Dimensionierung der Fernleitungsnetze ein zentraler Baustein im Rahmen der Energiewende und gewinnt damit zunehmend an Bedeutung.

Der BDEW begrüßt in diesem Sinne die von den FNB auch dieses Jahr in knapper Zeit geleisteten Arbeiten und die transparente und in weiten Teilen nachvollziehbare Gestaltung des Dokuments. Dabei ist insbesondere hervorzuheben, dass im diesjährigen NEP Gas Anmerkungen des BDEW aus dem Vorjahr aufgenommen und umgesetzt wurden. Dazu gehören u. a. die beigefügten Tabellen mit Informationen zur Inputliste, Entry/Exit-Kapazitäten sowie Lastflusszusagen.

Flankierend dazu sieht der BDEW den transparenten Konsultationsprozess mit der von den FNB durchgeführten Konsultation im Februar / März 2013, verschiedenen Dialogveranstaltungen und der fokussierten Befragung zu einzelnen Aspekten durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) als wichtige Maßnahmen an, die eine einhergehende Befassung aller Interessenträger mit der Materie ermöglichen und somit die Qualität und Akzeptanz der Ergebnisse des NEP Gas erhöhen. Hierbei weist der BDEW allerdings auch darauf hin, dass die zeitlich sehr straffen Konsultationsprozesse alle Beteiligten vor größere Herausforderungen stellen.

Die FNB verweisen in ihrem Dokument in nachvollziehbarer Weise auf den, mit dem Netzausbau verbundenen, Regulierungsrahmen. Vor dem Hintergrund der signifikanten Kosten, die durch den Netzausbau über viele Jahrzehnte anfallen werden, ist auch seitens des BDEW ein stabiler und risikoadäquater Regulierungsrahmen zu begrüßen.

Der vorliegende Entwurf des NEP Gas enthält nun die von der BNetzA gemäß Szenariorahmen geforderte Kosten-Nutzen-Analyse von Netzausbau und alternativen Produkten und Maßnahmen. Der BDEW begrüßt dies ausdrücklich, weist jedoch darauf hin, dass dem Einsatz marktbasierter Maßnahmen als Alternative zum Netzausbau im Rahmen der Engpassbewirtschaftung durch die FNB ein größerer Stellenwert beigemessen werden sollte. Ziel der Diskussion zum NEP Gas ist ein volkswirtschaftlich effizient dimensioniertes Fernleitungsnetz, um die Versorgung der deutschen Gaskunden mit Erdgas sicherzustellen. Zu beachten ist, dass durch die im NEP Gas enthaltenen Maßnahmen keine Risiken einseitig auf einzelne Marktteilnehmer verlagert werden dürfen.

Der BDEW begrüßt, dass nun erste Kosten-Nutzen-Analysen zum KWP sowie zu den TaK vorliegen. Allerdings fehlen im Entwurf des NEP Gas noch notwendige, ausgestaltende Details, die für eine fundierte Bewertung notwendig sind. Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber und Händler stellt das KWP keine praktikable und volkswirtschaftlich sachgerechte Alternative für feste frei zuordenbare Kapazitäten (feste FZK) dar. Aus diesem Grund wird auch eine weitere Diskussion über die Ausgestaltung kritisch gesehen. Darüber hinaus werden Probleme mit der Vereinbarkeit der Vorschläge mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen (§ 15a EnWG, §§ 17, 38, 39 GasNZV) gesehen. Der BDEW weist daher auf den weiteren Diskussionsbedarf hin und bietet mit seinen einschlägigen Fachgremien die Plattform für die notwendigen Einigungsprozesse.

Hinsichtlich der Untersuchung kapazitätsmindernder Instrumente im Gasverteilernetz ist aufgrund der Komplexität der Materie eine weitere intensive Zusammenarbeit zwischen den FNB und allen Verteilernetzbetreibern (VNB) dringend erforderlich. Der BDEW geht davon aus, dass in Vorbereitung des nächstjährigen NEP Gas die Datenbasis über die kapazitätsmindernden Instrumente weiter vervollständigt wird. Insbesondere können VNB auch von den, im Entwurf des NEP Gas vorgeschlagenen, Speicher- und Kraftwerksprodukten betroffen sein.

Der BDEW weist darauf hin, dass der deutschlandweite Absatz von Erdgas an Letztverbraucher in den letzten Jahren insgesamt zurückgegangen ist. Bei der Betrachtung einzelner Netzbetreiber zeigt sich jedoch, dass die Entwicklung der Absatzmengen verschieden ist und bei einigen Netzbetreibern Steigerungen zu verzeichnen sind. Vor diesem Hintergrund weist der BDEW darauf hin, dass sich die Modellierung auf die Prognos-Ansätze und die dazugehörigen Annahmen zu Benutzungsstunden aus der Generierung von Standardlastprofilen (SLP) der TU München aus dem Jahr 2005 beziehen. Hier sollten möglichst aktuelle Daten verwendet werden.

Die vorliegende Stellungnahme folgt vom Aufbau her der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bereitgestellten Unterlage vom 24. April 2013 (Az.: 8615-NEP Gas 2013 Konsultation NEP Gas). Auf einzelne Fragen aus diesem Dokument sowie aus den Ergänzungen vom 17. Mai 2013 wird speziell eingegangen, wenngleich aufgrund der hohen Gesamtzahl nicht alle von der BNetzA zusätzlich formulierten Fragen kommentiert werden können.

Der BDEW empfiehlt, zukünftig einen zweijährigen Turnus zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas anzuwenden. Dies könnte eine Entzerrung des aktuell sehr engen Zeitplans zwischen dem Abschluss und der jeweiligen Neufassung eines NEP ermöglichen.

2 Szenariorahmen

Zu Abschnitt 2.2: Fortschreibung von Lastflusszusagen

Lastflusszusagen (LFZ) ermöglichen dem Fernleitungsnetzbetreiber, auf kurze Sicht frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) zur Verfügung zu stellen. Sie ermöglichen ihm allerdings nicht, diese FZK für einen Zeitraum von mehreren Jahren sicherzustellen. Es sei denn, die vertragliche Gestaltung der LFZ lässt dies zu.

Der NEP soll darstellen, welcher Ausbaubedarf notwendig ist. Der Umfang der aktuell berücksichtigten LFZ ist allerdings mit einer großen Unsicherheit behaftet und bewirkt dadurch letztlich eine Verzerrung des Ergebnisses. Daher sollte 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 geeigneten Modellierungsvariante darzustellen.

Zu Abschnitt 2.3: Kraftwerksprodukt

Allgemeine Anmerkungen zum Kraftwerksprodukt

Auch nach weiterführenden Diskussionen zwischen FNB und Kraftwerksbetreibern/Händlern wie etwa im Rahmen der Kickoff-Veranstaltung zum KWP am 23. April 2013, der Dialogveranstaltung der BNetzA am 14. Mai 2013 sowie weiterer separater Diskussionsrunden ist noch keine hinreichend transparente und nachvollziehbare Beschreibung des KWP gegeben worden. Trotz der bereits zum NEP Gas 2012 von vielen Konsultationsteilnehmern eingebrachten Hinweise wird auch im aktuellen Entwurf des NEP Gas 2013 der Fokus auf KWP und TaK als kommerzielles Produkt gelegt, während die marktbasierten Mechanismen nicht hinreichend berücksichtigt werden.

Die zwischenzeitlichen weitergehenden Analysen der Netznutzerseite haben ergeben, dass ein KWP bzw. vielmehr ein Ansatz über dynamisch zuordenbare Ausspeisekapazitäten (DZK) zwar grundsätzlich eine sinnvolle Planungsprämisse für den Netzausbau darstellen können. Diese werden als zu vermarktendes Kapazitätsprodukt jedoch als nicht praktikabel und nicht sachgerecht abgelehnt. Die Bereitstellung langfristig gesicherter, fester FZK muss Regelfall des Marktzugangs bleiben. Eine Absicherung der am Markt weiter buchbaren FZK muss in der Hand der FNB bleiben (z. B. durch (langfristige) Ausschreibungen von Lastflusszusagen (§ 9 GasNZV), mittels Zusatzmengen und Rückkaufverfahren (§ 10 GasNZV) oder durch den Einsatz lokaler Regelenergie (§ 27 GasNZV) für diesen Zweck). Mit der Vermarktung eines DZK-Produktes aber würde es zu einer Verlagerung von Kosten, Risiken und Aufgaben der Engpassbewirtschaftung von den FNB auf die Kraftwerksbetreiber kommen.

Es spricht daher einiges dafür, „kapazitätsersetzende“ Maßnahmen nicht von einzelnen Netznutzergruppen, sondern von den FNB einsetzen und verantworten zu lassen. Nur die FNB verfügen über die erforderlichen Informationen für eine effiziente Koordination aller zur Verfügung stehenden Instrumente.

Grundsätzliche Einschätzungen

Hier bestehen zwischen den FNB einerseits und den Netznutzern andererseits noch zu klärende Fragen. Die FNB verweisen auf ihre Ausführungen im NEP 2013. Die Kraftwerksbetreiber/Händler haben dazu eine andere Auffassung. Sie stellen fest, dass sie nur begrenzte Möglichkeiten haben, über ein Produktportfolio und eine räumliche Differenzierung kapazitätsersetzende Maßnahmen transparent und kosteneffizient am Markt zu erhalten (z. B. im Rahmen von Ausschreibungsverfahren). Der Kraftwerksbetreiber/Händler kann i.d.R. die Bereitstellung einer gesicherten Einspeisung ins Netz lediglich an einem bestimmten Punkt sicherstellen. Damit wäre jedoch noch nicht sichergestellt, dass im Falle eines Engpasses auch tatsächlich eine strukturierte Menge Gas zur Verfügung stünde.

Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber/Händler wird das Kraftwerksprodukt, wie oben dargestellt, als zu vermarktendes Kapazitätsprodukt abgelehnt. Zudem möchten die Kraftwerksbetreiber/Händler anmerken, dass eine selektive Anwendung des Kraftwerksprodukts nur auf ein-

zelne Neubauprojekte und systemrelevante Kraftwerke, wie im NEP Gas vorgesehen, ebenfalls abgelehnt wird. Dies kann zu Wettbewerbsverzerrungen führen und das Prinzip eines diskriminierungsfreien Netzzugangs konterkarieren. Zudem sollte darauf geachtet werden, dass Gaskraftwerke, welche für die Versorgungssicherheit und damit auch für das Gelingen der Energiewende eine zentrale Rolle spielen, gegenüber anderen Abnehmersektoren nicht benachteiligt werden. Vielmehr muss eine grundsätzliche Gleichbehandlung aller Ausspeisepunkte sichergestellt sein.

Ziel einer langfristigen Absicherung von Netzausbaumaßnahmen

Um den Bedarf an zusätzlichen Transportkapazitäten auf der einen und die Absicherung der hierfür erforderlichen Investitionssummen für den Netzausbau auf der anderen Seite in Einklang zu bringen, ist es angebracht die daraus resultierenden Risiken auf die Marktteilnehmer zu verteilen. Dies kann durch langfristige Kapazitätsbuchungen erfolgen, wodurch die notwendigen Rückflüsse garantiert würden, was nicht zuletzt der von den FNB angestrebten Planungssicherheit entgegenkäme. In einer Reihe von Gasmärkten in Nordwesteuropa, wie etwa in den Niederlanden (GTS), Belgien (Fluxys), Frankreich (GRTgaz) etc. hat sich diese Praxis in Form von Open Seasons bereits bewährt. Für die Ausbauplanungen grenzüberschreitender Kapazitäten wurden in der Vergangenheit koordinierte Open Seasons von den jeweiligen FNB durchgeführt. Die Erfahrungen in den oben genannten Märkten haben gezeigt, dass Netznutzer unter den gegebenen Umständen durchaus bereit sind, auch langfristige Buchungsverpflichtungen einzugehen. Dementsprechend wäre es zu begrüßen, wenn der Einsatz des Instrumentariums Open Season zusätzlich zu den kommerziellen Produkten in den Überlegungen zum NEP Gas berücksichtigt würde.

Erste Bewertung des Kraftwerksprodukts, Vergleich mit Lastflusszusagen

Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung des Netzes sind originäre Systemaufgaben der FNB, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems zu gewährleisten. Gemäß § 39 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ist die benötigte Ein- oder Ausspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus von den FNB bereitzustellen. Grundsätzlich liegt es in der Entscheidung des einzelnen FNB, ob dies über den Netzausbau oder die Verwendung marktbasierter Mechanismen erfolgt.

Bei Einführung eines kommerziellen KWP besteht jedoch die Gefahr, dass etablierte und über die BNetzA regulierte marktbasierte Mechanismen, wie z. B. Lastflusszusagen, umgangen werden. Dies würde zu einer teilweisen Verlagerung der Verantwortung für die Netzstabilität auf die Seite der Kraftwerksbetreiber/Händler führen. Die Kraftwerksbetreiber/Händler weisen auf folgende Argumente hinsichtlich des KWP hin:

- Die Ansätze zum KWP erscheinen ungeeignet, unterbrechungsfreie Kapazitäten am Übergabepunkt des Kraftwerkes bereitzustellen. Der handelsübliche Weg der Beschaffung führt vom virtuellen Punkt des Marktgebietes bis zum jeweiligen Ausspeisepunkt. Auf welchem Weg (Entry, Speicher, Produktion, LNG-Terminal) das Gas zum virtuellen Han-

delspunkt (VHP) gelangt, ist meist nicht bekannt. Möglicherweise erfolgt die Belieferung bereits auf dem für den Engpassfall vorgegebenen Weg und ist somit systementlastend. In diesem Fall wird die (Teil-)Kapazität im Engpassfall lediglich von einem Bilanzkreis in den anderen verschoben, ohne dabei eine Kapazitätsentlastung über das bereits bestehende Ausmaß hinaus zu generieren. In einem anderen Beispiel erfolgt die Grundlast über ein strukturiertes Produkt, die Spitzenlast kommt aus einem im Marktgebiet gelegenen Speicher. Sollte der Händler gezwungen sein, die Kapazität zu verlagern, erfolgt ein zusätzlicher Strom ins Marktgebiet, im gleichen Masse wird jedoch die Auslagerung zurückgefahren. Dies könnte sogar zu einer Verschärfung der Engpasssituation führen.

- Das KWP nimmt Liquidität vom Markt und führt zu potenziell höheren Beschaffungskosten und -risiken für das Gas. De Facto bedeutet der Vorschlag eine Rückkehr zum (temporären) Punkt-zu-Punkt-Modell.
- Benachbarte Handelspunkte sind nicht beliebig liquide oder nicht existent. Da sich die FNB auf ihre Seite des Importflansches beschränken (können), es in vielen Fällen auf der anderen Seite des Grenzübergangspunktes (GÜP) keine Kapazitäten oder keinen Marktplatz gibt, wird eine Versorgung nur in Ausnahmefällen zu wirtschaftlich vergleichbaren Konditionen möglich sein. Sollte es wirtschaftlicher sein, außerhalb des benötigten Marktgebietes Gas zu beschaffen, wäre dies bereits heute im Markt realisiert. Im Gegensatz zu den FNB haben die Kraftwerksbetreiber/Händler keine Möglichkeit, über ein Produktportfolio und eine räumliche Differenzierung kapazitätsersetzende Maßnahmen transparent und kosteneffizient am Markt zu erhalten.
- Geplante witterungsbedingte Unterbrechungen können und müssen einen Tag vorher prognostiziert und angekündigt werden. Für kurzfristige Unterbrechungen infolge von Havarien oder Ausfällen müssen andere Mechanismen greifen (z.B. Abschaltplan für nichtsystemrelevante Kraftwerke, strategische Reservevorhaltung).
- Systemrelevante und Neubau-Kraftwerke sind auch Kraftwerke, die im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung die Fernwärmeversorgung sicherstellen müssen. Aufgrund der netzspezifischen Besonderheiten sind bei Fernwärmenetzen die Anforderungen an die Erzeugungssicherheit besonders hoch.
- Fernwärme muss sich dem Wettbewerb im Wärmemarkt stellen. Eine einseitige Belastung von KWK-Kraftwerken mit administrativem Aufwand wie auch die ggf. hohen Beschaffungskosten führen zwangsläufig zu einer Wettbewerbsverzerrung. Eine Benachteiligung von Kraftwerken mit Wärmeauskopplung – letztlich mit dem Ergebnis, dass nicht alle Einsparpotentiale im Energieverbrauch gehoben werden können – widerspricht auch den Energieeffizienzzielen der Bundesregierung.
- Gaskraftwerke leisten aufgrund ihrer Flexibilität einen wesentlichen und kosteneffizienten Beitrag zur Systemstabilität, indem sie Regelleistung vorhalten und bereitstellen. Mit der Einführung eines Kraftwerksproduktes und der damit verbundenen Unsicherheit über eine unterbrechungsfreie Lieferung wäre diese – im Gesamtgefüge sehr wichtige - energiewirtschaftliche Funktion der Gaskraftwerke gefährdet.

- Die Beschränkung des Produktes auf wenige Kraftwerke / Neubauprojekte kann zu Wettbewerbsverzerrungen führen und das Prinzip eines diskriminierungsfreien Netzzugangs konterkarieren. Es ist außerdem nicht absehbar, in welchem Umfang KWP als eine DZK abgerufen werden würde.
- Im Regelbetrieb eines Kraftwerks stellt die Buchungsverpflichtung eines speziellen KWP – ggf. in Abhängigkeit seiner geographischen Lage – ein signifikantes Wettbewerbshemmnis dar. Die zusätzliche Belastung bedroht die ohnehin angespannte Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken sowohl im nationalen als auch im internationalen Vergleich. Bereits getätigte und geplante Kraftwerksinvestitionen in Deutschland würden auf diese Weise nachhaltig negativ beeinflusst; für neue Investitionen würden zusätzliche Hemmnisse geschaffen.
  Diese wirtschaftlichen Nachteile würden die Anstrengungen auf der Stromseite konterkarieren, mit Hilfe eines Verbots der Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken die Versorgungsicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Auch der monetäre Ausgleich des Nachteils zusätzlich mit dem KWP anfallender Kosten wäre volkswirtschaftlich ineffizient, da über eine transparente Ausschreibung von Lastflusszusagen am Markt gemäß der vorläufigen Anordnung der BNetzA vom 20. Dezember 2012 zur Festlegung der Kosten für Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile i.S.d. § 11 Abs. 5 ARegV (KOLA) ein wesentlich marktgerechteres Ergebnis erzielt werden kann.

Zu Abschnitt 2.3.1. Modellierungsvarianten

Die Beschreibung des DZK-Produkts erscheint nicht ausreichend transparent und nachvollziehbar erläutert. Sie wurde seit Vorlage des NEP Gas 2013 Entwurfes im Februar nicht weiter detailliert und ist somit noch immer in einigen Teilen weiter auszugestalten. Auch wenn die grundsätzliche Funktionsweise in etwa aus der bisher knappen Beschreibung nachvollzogen werden kann, so fehlen auch nach einem Treffen zwischen FNB, Kraftwerksbetreiber und Händlern noch die entscheidenden Details zur Beurteilung der Funktionsfähigkeit und Praktikabilität eines DZK-Produktes.

Außerdem sind die Schnittstellen zwischen FNB, Kraftwerksbetreiber, Energiehandel und Marktplätzen nicht praktikabel und ausreichend beschrieben. Es fehlt eine Beschreibung des Buchungsverfahrens zu den in der Zuordnungstabelle genannten Beschaffungspunkten bzw. zu dem dahinter liegenden liquiden Handelspunkt.

Den Netzausbau reduzierende Marktmechanismen sollten aus Sicht der Kraftwerksbetreiber/Händler grundsätzlich als Planungsprämisse für den Netzausbau berücksichtigt werden, DZK aber als zu vermarktendes Kapazitätsprodukt ist inakzeptabel. Die Bereitstellung langfristig gesicherter, fester FZK muss Regelfall des Marktzugangs bleiben. Eine Absicherung der am Markt weiter buchbaren FZK muss in der Hand der Fernleitungsnetzbetreiber bleiben. Diese Absicherung der am Markt weiter buchbaren FZK kann durch den Einsatz existierender/ggf. zu modifizierender marktbasierter (Engpass-)Methoden erfolgen, z.B. durch (langfristige) Ausschreibungen von Lastflusszusagen durch die FNB (§ 9 GasNZV), mittels Zusatz-

mengen und Rückkaufverfahren (§ 10 GasNZV) oder aber auch durch den Einsatz lokaler Regelenergie (§ 27 GasNZV) für diesen Zweck.

Aus Sicht der Kraftwerksbetreiber/Händler sind Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung des Netzes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit als Systemaufgaben der FNB auch weiter von diesen durchzuführen und finanziell zu tragen. Mit der Vermarktung eines DZK-Produktes aber würde es zu einer Verlagerung von Kosten, Risiken und Aufgaben der Engpassbewirtschaftung von den FNB auf die Kraftwerksbetreiber/Händler kommen. Dies ist nicht akzeptabel und muss vermieden werden. Die zusätzlichen Kosten für die Kraftwerksbetreiber/Händler würden eine Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke weiter deutlich verschlechtern. Kraftwerksbetreiber/Händler könnten so gegenüber anderen Anschlusspetenten schlechter gestellt werden, da diese gerade nicht das „Kraftwerksprodukt“ buchen müssten. Hierbei muss beachtet werden, dass alle weiteren Ausführungen mit der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) harmonieren und Betreibern von Gaskraftwerken gerade besondere Rechte bei der Kapazitätsreservierung und beim Netzausbau eingeräumt werden.

Wird das DZK-Produkt als Planungsprämisse der FNB im NEP Gas verwandt, so kommt es bei Vergleich der im NEP Gas 2013 berechneten Szenarien II a und II c zu einer Kostenersparnis von ca. 0,9 Mrd. Euro. Würden darauf die Kosten der FNB zu Absicherung weiter am Markt buchbarer fester FZK wieder hinzugerechnet, ist zu erwarten, dass sich noch immer ein signifikantes Einsparungspotential ergibt. Bei einem kommerziellen DZK-Produkt hingegen müssten nach dem vorgelegten Konzept der FNB derzeit die Kraftwerksbetreiber die zusätzlichen Kosten für einen vermiedenen Netzausbau, um den die FNB entlastet werden, alleine tragen. Dies ist kritisch zu hinterfragen. Selbst wenn man hier eine Lösung zur Erstattung der Kosten, die den Kraftwerksbetreibern durch ein kommerzielles DZK-Produkt entstehen, finden wollte, ist dies praktisch schwer umsetzbar. Das Problem einer Erstattung würde schon bei der schlichten Bezifferung der Zusatzkosten der Kraftwerksbetreiber beginnen. Die derzeit angesetzten Kosten gemäß der Kosten-Nutzen-Analyse sind zwar eindeutig viel zu niedrig bemessen, da entscheidende Kostenfaktoren fehlen. Allerdings würde sich auch bei einigen der anzusetzenden Kosten das Problem einer adäquaten Bewertung ergeben (bei Mehraufwendungen des Händlers, entgangenen Handelsoptionen etc.).

Zu Ergänzungsfrage unter 2.3.1 „Minimalfristen zur Vorankündigung einer Unterbrechung zum virtuellen Handelspunkt (VHP)…“

In der Diskussion zu den Minimalfristen zur Vorankündigung einer Unterbrechung zum virtuellen Handelspunkt (VHP) durch den FNB an den Kapazitätsbeschaffer eines Gaskraftwerks haben die FNB ausgeführt, dass eine Ankündigung früher als drei Stunden im Vorlauf derzeit nicht ohne Nebeneffekte dargestellt werden könne. Aus Kraftwerksbetreiber-/ Händlersicht schließt auch schon allein diese Tatsache eine Praktikabilität eines kommerziellen DZK-Produktes aus. Grund ist genau die Tatsache, die die BNetzA in dem ergänzenden, zum Workshop am 14. Mai 2013 vorgelegten Fragenkatalog beschreibt. Zusammengefasst heißt das: der liquide (Beschaffungs-) Markt in Deutschland und den benachbarten europäischen Ländern als Voraussetzung für eine alternative Gasbeschaffung (einschließlich dem Verkauf

„überschüssiger“ Gasmengen am unterbrochenen VHP) und damit für ein DZK-Produkt funktioniert nur mit einem Tag Vorlauf und explizit nicht intraday.

Auch kann die Ansicht geteilt werden, dass es aus gesamtwirtschaftlicher Betrachtung darüber hinaus gilt, den Aspekt der Diskriminierungsvermeidung zu beachten. Sollten für KWP-Kunden und bereits aktive Netznutzer mit DZK oder unterbrechbaren Kapazitäten an GÜPs oder bei marktgebietsüberschreitendem Transport unterschiedliche Fristen in der Ankündigung von Unterbrechungen zum VHP gelten, ist dies als partikulare Verzerrung im Netzzugang zu werten.

Zu Frage 2.3.3 des BNetzA-Fragebogens: Objektive Kriterien für Zuordnungspunkte

Die Zuordnungspunkte Greifswald und Wallbach werden als ungeeignet angesehen, da eine Gasbeschaffung an diesen Zuordnungspunkten über einen transparenten Marktplatz nicht möglich ist.

Zu Frage 2.3.4. des BNetzA-Fragebogens: Gründe für (un)geeignete Zuordnungspunkte

Die Liquidität und Verfügbarkeit eines virtuellen Handelspunkts (VHP) ist als wesentliches Kriterium für die Eignung eines Einspeisepunktes zu sehen. Auch im Falle hoher Kapazitätsauslastungen über weite Teile Europas (wie z. B. im Februar 2012) muss noch genügend Kapazität vorhanden sein, damit ausreichend Gas nach Deutschland transportiert werden kann.

Aspekte zu Verbindlichkeiten und Zeitplanungen

Ziel der Neuregelung der §§ 38 und 39 GasNZV ist es, Kraftwerks- und Speicherbetreibern sowie Betreibern von Produktionsanlagen Investitionssicherheit dahingehend zu geben, dass bis zum geplanten Zeitpunkt der Inbetriebnahme die benötigte feste Ein- bzw. Ausspeisekapazität an der Anlagen sichergestellt ist. Dieses Ziel wird mit dem derzeitigen Verfahren der Netzentwicklung nicht erreicht. Zu hinterfragen ist die derzeitige von der BNetzA vertretene Rechtsauffassung, erst aus der Vorlage eines verbindlichen Netzentwicklungsplanes einen Ausbauanspruch des jeweiligen Anschlusswilligen abzuleiten. Es resultiert bereits mit Antragsstellung gem. § 39 GasNZV ein individueller Anspruch des Anschlusswilligen auf Bereitstellung der benötigten festen FZK zum Errichtungszeitpunkt der Anlage. Folgerichtig ergibt sich daraus ebenfalls ein Planungsauftrag für die Fernleitungsnetzbetreiber, der u. a. durch die Bewilligung entsprechender Investitionsbudgets von Seiten der Regulierungsbehörde anzuerkennen ist. Die gemeinsame Erstellung des Netzentwicklungsplans dient lediglich der Optimierung, so dass der Aufnahme einzelner Projekte in den NEP selbst lediglich deklaratorische Bedeutung zukommt. Anzumerken ist, dass die derzeitige Praxis, einen Ausbauanspruch erst mit der Berücksichtigung des entsprechenden Projektes in einem verbindlichen Netzentwicklungsplan anzuerkennen, zu einer erheblichen Zeitverzögerung bei der Bereitstellung der Kapazität von ca. 2 Jahren gegenüber einem optimierten Zeitplan, aber auch zu ei-

ner erheblichen Rechtsunsicherheit für den Anschlusswilligen bezüglich seines Anspruches gem. § 39 GasNZV führt.

Die Zeitverzögerung rührt daher, dass die FNB erst aus der Verbindlichkeit des NEP, nicht jedoch schon aus der Vorlage eines eingegangenen Antrags gem. § 39 GasNZV bzw. der Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zum nachfolgenden 1. April, einen individuellen Planungsauftrag einschließlich der Erstellung eines Realisierungsfahrplans ableiten. Die erhebliche Rechtsunsicherheit ergibt sich u. a. daraus, dass von Seiten der FNB die Möglichkeit beansprucht wird, bereits abgeschlossene Realisierungsfahrpläne, etwa aufgrund einer Neubewertung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit der darin enthaltenen Ausbauprojekte, aufzulösen oder abzuändern, was dazu führen kann, dass der Anschlusswillige die im Realisierungsfahrplan vereinbarte Kapazität nicht oder nur unter Auflagen erhält.

Im Ergebnis ist das derzeit praktizierte Verfahren weder zeit- noch ressourceneffizient (aufgrund der Vielzahl an eingebundenen Mitarbeitern auf Seiten der FNB, der Regulierungsbehörde, aber auch auf Seiten der anderen Marktparteien), noch schafft es die vom Verordnungsgeber gewünschte Verbindlichkeit. Bereits im letzten Jahr wurde die dringend erforderliche Reform des Systems auf die diesjährige Konsultation des NEP Gas vertagt. Eine Reform ist aber dringend erforderlich, um ein Investitionshemmnis ersten Ranges für Betreiber von Gaskraftwerken zu beseitigen.

Zu Frage 2.3.6 (Kosten-Nutzen-Analyse)

In der vorliegenden Kosten-Nutzen-Analyse wurden die Kosten, die entstehen, wenn das Ferngasnetz physisch ausgebaut wird, um neuen Gaskraftwerken langfristig gesicherte feste FZK anzubieten, mit den Kosten verglichen, die den Kraftwerksbetreibern entstehen, wenn sie das DZK-Produkt verwenden müssen. Dieser Ansatz ist kritisch zu hinterfragen. Aus den obigen Ausführungen folgt, dass die Kosten, die bei einem physischen Netzausbau entstehen, verglichen werden müssten mit den Kosten, die entstehen, wenn die Absicherung der am Markt weiter buchbaren FZK durch den Einsatz existierender/ ggf. zu modifizierender marktbasierter (Engpass-)Methoden erfolgt. Auf die ersparten Netzausbaukosten (ca. 0,9 Mrd. EUR bis 2023) müssten die Kosten zur Absicherung weiter am Markt buchbarer fester FZK wieder hinzugerechnet werden. Dies wäre im Rahmen einer sachgerechten Kosten-Nutzen-Analyse noch zu kalkulieren.

Zu Abschnitt 2.4: Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazität (TaK)

Der Szenariorahmen für den NEP Gas 2013 der FNB enthält ein Konzept zur Einführung eines neuen Kapazitätsprodukts, der so genannten „temperaturabhängigen frei zuordenbaren Kapazität“ (TaK).

Dieses Produkt soll nach Ansicht der FNB für einen volkswirtschaftlich effizienten, transportseitigen Ausbau für neue Speicher sorgen. In seiner Stellungnahme vom 8. März 2013 zum Konsultationsdokument der FNB zum NEP Gas weist der BDEW darauf hin, dass die Nutzung des von den FNB vorgeschlagenen Kapazitätsprodukts „TaK“ als systemplanerische

Prämisse für den effizienten Netzausbau eingehend untersucht werden muss, und dass dies in der Projektgruppe „PG TaK“ des BDEW geschieht. Das Ziel, zusammen mit den Marktteilnehmern einen für alle Marktpartner akzeptablen und volkswirtschaftlich sinnvollen Ansatz für den Ausbau und Vermarktung von Transportkapazitäten für Speicher zu erarbeiten, sollte weiter verfolgt werden.

Nach Vorlage der o. g. BDEW-Stellungnahme am 8. März 2013 ist im Zuge des Entwurfs des NEP Gas am 1. April 2013 die, in dem von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen vorgesehene, Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) der FNB veröffentlicht worden. Die Speicherbetreiber haben im Mai 2013 ihre Analyse zur ökonomischen Bewertung des Produktes „TaK“ vorgestellt.

Sachverhalte, auf welche bereits in der BDEW-Stellungnahme vom 8. März 2013 kritisch hingewiesen wurde, bedürfen auch weiterhin der Klärung. Zu nennen ist die konkrete Ausgestaltung des Produktes „TaK“ oder der Einsatz marktbasierter Alternativen. Auch die Frage nach der Unterbrechbarkeit des Produkts, die Fahrweise der Speicher, die Temperaturgrenzen oder die Frage des Netzausbaubedarfs mit „TaK“ können zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschließend geklärt werden.

Weiterhin liegt zwar der Diskussionsschwerpunkt auf Ausbauprämissen im Netz und Produkten für neue Speicher und Speichererweiterungen. Dennoch sollte der Grundsatz bestehen bleiben, dass bestehende Speicher bezüglich ihrer transportseitigen Anbindung im Netz einem Bestandsschutz unterliegen und es zu keiner Entwertung der vertraglich vereinbarten Kapazitätsbuchungen bzw. -produkte kommen darf.

Der BDEW weist hiermit darauf hin, dass weitere Analysen zur Ausgestaltung von Kapazitätsprodukten notwendig sind, die eine langfristige und tragfähige Lösung für alle Beteiligten darstellen. Der BDEW begrüßt, dass die Speicherbetreiber und die FNB sich gemeinsam bereit erklärt haben, zusammen mit der Unterstützung des BDEW in der „PG TaK“, Eckpunkte für ein sachgerechtes Kapazitätsprodukt zu entwickeln und über mögliche Alternativen zu diskutieren.

Zu Abschnitt 2.5: H-Gas Quellen

Der BDEW sieht bei der unterstellten Verteilung der zukünftigen H-Gas Quellen auf Importpunkte Anpassungsbedarf, da hier vorrangig auf die Importpunkte abgestellt werden sollte, an denen mit langfristig kontrahierte Importmengen zu rechnen ist. Die FNB werden in diesem Zusammenhang gebeten, eine Analyse der bereits langfristig gebuchten Einspeisekapazitäten vorzunehmen und hier den Kontakt zur Klärung offener Fragen mit den entsprechenden Händlern aufzunehmen. Beispielhaft sei hier der Einspeisepunkt "Greifswald", der ebenfalls erheblichen zum Ausgleich der Leistungsbilanzen der Marktgebiete beitragen kann, genannt. Des Weiteren finden die von den an den Importpunkten vorgelagerten Netzbetreibern geplanten Ausbaumaßnahmen und die damit zusammenhängende zukünftige Erhöhung der Importmengen derzeit noch keine Berücksichtigung.

3 Modellierungsansatz der Fernleitungsnetzbetreiber

Im aktuellen Modellierungsansatz werden Gasverbrauchsprognosen über Benutzungsstunden in Leistungswerte umgerechnet. Dabei ergeben sich jedoch Leistungsdurchschnittswerte, die zeitgleiche Jahreshöchstlasten grundsätzlich nicht abbilden können. Um zeitgleiche Jahreshöchstlasten prognostizieren zu können, erscheint es sachgerechter, die Gasverbrauchsprognosen bei SLP-Kunden mit SLP-Faktoren umzurechnen. Bei Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM-Kunden) könnten die tatsächlichen Spitzenlasten herangezogen werden. Auch die Systematik der Internen Bestellung und sonstiger Kapazitätsbuchungen zielt insgesamt auf Spitzenleistungswerte und nicht auf Durchschnittswerte ab.

Bei der Modellierung der Kapazitäten zu nachgelagerten Netzbetreibern müssen zudem regionale Besonderheiten deutlich besser berücksichtigt werden. Hier sollte auch geprüft werden, ob anstelle einer landkreisscharfen Gliederung zukünftig eine netzbetreiberscharfe Betrachtung anhand der bei den MGV vorliegenden Daten (z. B. Netzkopplungszeitreihen) durchgeführt wird, weil detaillierte Vergangenheitswerte mehrerer Jahre vorliegen. Die von der Prognos AG durchgeführte Regionalisierung ist dementsprechend weiterzuentwickeln. Der BDEW bietet sich dafür als Diskussionsplattform für weiterführende Gespräche zwischen den Netzbetreibern an.

Bei der Ermittlung des Bedarfes der internen Bestellleistung sollten sowohl das Instrument der zeitlich befristet festen Kapazitäten als auch unterbrechbare Kapazitäten angemessen berücksichtigt werden.

Das von den FNB favorisierte Szenario II c beinhaltet bislang nicht die von den Netzbetreibern definierten Ausbaumaßnahmen entsprechend den Szenarien „Versorgungssicherheit“ und „historische Unterbrechungen“, was wiederum zu einer gewissen Intransparenz innerhalb des NEP führt. Der BDEW sieht hier die Notwendigkeit, die beiden letztgenannten Szenarien mit in das Szenario II c aufzunehmen, wobei die FNB gebeten werden, die aus dem verpflichtend zu berechnenden Szenario „historische Unterbrechungen" resultierenden Ausbaumaßnahmen entsprechend den Ausführungen der anderen Varianten zu konkretisieren und zu benennen (separate Anlage zum NEP).

Im Entwurf des Präventionsplans des BMWi wird unterstellt, dass bei Ausfall von bestimmten Importströmen eine jederzeitige alternative Einspeisung gegeben sei. Vor dem Hintergrund des nach wie vor bestehenden Nord/Süd Engpasses sieht der BDEW die Notwendigkeit, die Aussage des BMWi im Rahmen des Szenarios "Versorgungssicherheit" noch einmal zu prüfen und zu belegen. In diesem Zusammenhang werden die FNB gebeten, den Wegfall der Netzkopplung Rehden/Drohne innerhalb des Szenarios II c, die eine der Ausbaumaßnahmen darstellt, die zur Behebung des Nord/Süd Engpasses benötigt wird, zu erläutern, und belastbare Alternativen in den NEP 2013 aufzunehmen. In diesem Zusammenhang erhöht sich auch die Wertigkeit von bereits bestehenden Importströmen im Süden Deutschlands, da diese zum einen positiv auf die Netzbelastung wirken und zum anderen die Versorgungssicherheit wesentlich unterstützen.

4 Das heutige Fernleitungsnetz und Stand der Umsetzungen des NEP 2012

Die derzeitige Methodik der rollierenden Netzausbauplanung lässt in dieser Form eine gesicherte Planung für einzelne Marktteilnehmer nicht zu. Dies gilt insbesondere für den Abschluss von langfristigen Import- und Speicherverträgen, die unter anderem einen wesentlichen Baustein bei der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bedeuten. Beispielhaft ist hier die ggü. dem NEP Gas 2012 entfallende Ausbaumaßnahme der Netzkopplung in Rehden/Drohne.

5 L-/H-Gas-Marktraumumstellung (Besonderheiten der L-Gas Versorgung)

Bei den Prozessen zur Marktraumumstellung ist grundsätzlich eine angemessene Interessensabwägung erforderlich. Die Umstellung eines Marktraumes von L-Gas auf H-Gas darf weder einseitig zu Lasten von (neuen) Speicher- oder Kraftwerksbetreibern noch zu Lasten vertraglich vereinbarter Transportkapazitäten gehen. Der BDEW unterstützt deshalb die im Rahmen des Netzentwicklungsplans formulierten Anforderungen an die Marktraumumstellung. Die Planung der Umstellung sollte sich grundsätzlich an den übergeordneten Zielen der Sicherstellung der Erdgasversorgung, ihrer Preisgünstigkeit und gesamtwirtschaftlichen Effizienz und einer gesicherten Ableitbarkeit der Erdgasproduktion orientieren. Dabei sind Erwägungen zur Absicherung der Spitzenkapazität durch Alternativen wie der kurzfristige Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung angemessen zu berücksichtigen, um eine zu frühe Umstellung zu vermeiden.

Aufgrund des Importrückgangs aus den Niederlanden können ggf. Entry-Kapazitäten von Speichern zusätzlich nutzbar werden. Die Auswirkungen solcher zusätzlich nutzbarer Kapazitäten an Speichern auf die Umstellungszeitpunkte sollten weiterhin regelmäßig geprüft werden. Gleichzeitig sind die Interessen der Anschlussnehmer zu berücksichtigen. So ist z. B. zu verhindern, dass ein Anschlusspetent nicht mehr an einen für ihn günstig gelegenen Anschlusspunkt im L-Gas-Netz angeschlossen wird und stattdessen unter Verweis auf eventuelle Umstellungserfordernisse auf einen für ihn (wegen erheblich höherer Anschlusskosten) ungünstiger gelegenen Anschlusspunkt im H-Gas-Netz verwiesen wird (bei alleiniger voller Kostentragung durch den Anschlusspetenten). Dadurch würde dem Anschlussnehmer auf Grund der damit ggf. verbundenen erheblichen Verteuerung seiner Anschlusskosten und der damit einhergehenden Unwirtschaftlichkeit seines Anschlussbegehrens im Ergebnis der Netzanschluss verweigert werden. Hier sind die verschiedenen Lösungsansätze mit den Marktteilnehmern und der Bundesnetzagentur zu diskutieren und klar zu regeln. Die Interessen des Anschlusspetenten sind jedenfalls ausreichend mit zu berücksichtigen.

Die Transparenz hinsichtlich der Findung von Umstellungsbereichen, die bereits durch den Kriterienkatalog geschaffen wurde, ist zu begrüßen. Der BDEW regt an, durch eine Bewertungsmatrix der Umstellungsgebiete auf Basis der formulierten Kriterien die Transparenz des Prozesses zu erhöhen.

Im Rahmen der Marktraumumstellung ist sicherzustellen, dass die damit verbundenen Kosten vollumfänglich anerkannt und nach § 19a EnWG innerhalb der Marktgebiete umgelegt werden können. Investitionsmaßnahmen müssen für Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber über die Instrumente der Anreizregulierungsverordnung in ausreichendem Maße bei der Ermittlung der Entgelte berücksichtigt werden können. Soweit dieses nicht möglich ist, muss eine Berücksichtigung in der Kostenumlage sichergestellt sein.

Sollte im NEP 2013 die vorgesehene Reihenfolge der Umstellungsgebiete aufgrund alternativer Antransportwege des zur Umstellung benötigten H-Gases untersucht werden (Antransport via Bunde unter Ausnutzung des Transportnetzes in den Niederlanden), ist insbesondere auf die Wirtschaftlichkeit und die damit zusammenhängenden Kosten für die deutschen Marktteilnehmer zu achten.

Insgesamt empfehlen wir, die bereits bestehende Transparenz des Prozesses der Marktraumumstellung an den genannten Stellen zu erhöhen.

Die Prognosen der dem Markt zur Verfügung stehenden Kapazitäten aus Produktion und Importen kann sich verändern, ebenso die kundenseitigen Verbrauchsanforderungen. Der NEP sollte nur die unmittelbar notwendigen Umstellungen umfassen und unter Beachtung der notwendigen technischen/organisatorischen Vorlaufzeiten Flexibilität beinhalten, Umstellungen zeitlich zu verschieben bzw. vorzuziehen, wenn sich die Kapazitätsbilanz verändert. Die turnusmäßige Überarbeitung des NEP ermöglicht, solche Änderungen zu berücksichtigen.

Wegen der übergeordneten Bedeutung von L-Gas Importen sollte eine enge Kooperation mit den Niederländern angestrebt werden. Hierbei sollten der Deutschen Gasindustrie verlässliche Daten zur Verfügbarkeiten aus Importen aufgegeben werden. Die Etablierung einer grenzüberschreitenden Expertengruppe zur Entwicklung einer integrierten L-Gas Angebots- und Nachfragebilanz für alle L-Gas Markte (NL, D, B, F) sollte erwogen werden.

Die Spitzenkapazitätsnachfrage erfolgt in der Regel für nur einige Stunden im Jahr. Um diesen Bedarf zu decken, sollten Alternativen zur endgültigen Netzumstellung erwogen werden. Der kurzfristige Einsatz von H-Gas mit Stickstoffbeimischung kann ein geeignetes Mittel sein, teure und ggfs. zu frühzeitige Umstellungen zu vermeiden, ist aber im NEP nur in sehr geringem Maße berücksichtigt.. Auch sollten die kapazitätsreduzierenden Instrumente in nachgelagerten Netzen (Szenario II b) soweit wie möglich genutzt bzw. ausgeweitet werden, um den Umstellungsbedarf zu reduzieren bzw. zeitlich zu strecken.

6 Analyse historischer Unterbrechungen

Um die Transparenz der historischen Unterbrechungen zu erhöhen und somit die Basis für eine darauf aufbauende Ausbauentscheidung treffen zu können, sieht der BDEW den Bedarf, die Daten im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens und des NEP fortlaufend zu aktualisieren.

Gemäß § 17 Abs. 1 Nr. 4 GasNZV ermitteln die FNB unter anderem den Ausbaubedarf anhand bestehender und prognostizierter physischer Engpässe. Wesentliche historische Unter-

brechungen treten derzeit bei der Einspeisung an der deutsch/österreichischen Grenze auf. Der BDEW sieht hier die Notwendigkeit neben den Ausbaubegehren nach § 39 GasNZV, einen entsprechenden kurzfristigen Netzausbau in den NEP 2013 aufzunehmen.

7 Versorgungssicherheitsszenario

Innerhalb des Versorgungssicherheitsszenarios sollte der absehbaren zukünftigen Verteilung der Bezugsquellen Rechnung getragen werden. Der BDEW bittet die FNB um die Aufnahme der im Präventionsplan des BMWi unterstellten Einschränkungsszenarien, wobei die FNB den Ausfall eines jeden wesentlichen Importpunkts untersuchen sollten, da sich wesentliche Unterschiede bei den daraus resultierenden Netzbelastungen ergeben können.

8 Ergebnisse der Modellierung

Aufgrund der Bedeutung von Lastflusszusagen für die Vergabe von FZK wäre eine Modellierungsvariante ohne den Einbezug von Lastflusszusagen sehr hilfreich, um mögliche Risiken abschätzen zu können.

Ansprechpartner:

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin

Telefon: +49 30 300199-0

info@bdew.de