



Gemeinsame Stellungnahme von VIK und VCI zum Netzentwicklungsplan Gas 2012

8. Juni 2012

1. Allgemeines und grundsätzliche Fragen (Aussagekraft des Netzentwicklungsplans, Verständlichkeit, Transparenz und Prozess etc.)

Grundsätzlich sind die getroffenen Annahmen und Modellierungen für den VIK und den VCI nachvollziehbar. Das Bemühen der Fernleitungsnetzbetreiber im Hinblick auf eine transparente Darstellung der Netzentwicklung ist für die energieintensiven Verbraucher ersichtlich. Der Erstellungsprozess einschließlich der Konsultationen bezüglich des Szenariorahmens, des Erstentwurfs und der überarbeiteten Version des NEP ermöglichen den Netznutzern Gelegenheit für Anmerkungen und Eingaben. Hinsichtlich Aussagekraft und Transparenz des NEP erscheinen jedoch folgende Anmerkungen seitens der industriellen Netznutzer notwendig.

In Kapitel 5.1 werden die Voraussetzungen für Netzausbaumaßnahmen benannt. In diesem Kontext ist für die industriellen Netznutzer die Aussagekraft des NEP nicht hinreichend geklärt. In Abschnitt 3.2.5 ist die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen im NEP 2012 durch den Stichtag (30.11.2011) begrenzt. Ungeklärt bleibt der Umstand hinsichtlich des Status derjenigen Kapazitätsreservierungen bzw. Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38, 39 GasNZV, welche erst nach dem gewählten Stichtag vorlagen und somit nicht Eingang in den NEP 2012 fanden. Eine Berücksichtigung im NEP des Folgejahres erscheint hier obligatorisch, jedoch ist nicht ersichtlich, ob etwaige zwischenzeitliche Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche unmittelbare Rechtsgültigkeit aufweisen, oder ob diese erst nach Aufnahme in den NEP besteht.

Ob und wie die Kapazitätsabfragen der Netzbetreiber gegenüber Letztverbrauchern in den NEP Eingang finden, ist nicht nachvollziehbar. Hier wäre ein transparenter „Bottom-Up“-Prozess wünschenswert, welcher den Letztverbrauchern ermöglichte, die Berücksichtigung Ihrer Kapazitätsanfragen – beispielsweise Kapazitätserhöhungen zum Betrieb von bestehenden Anlagen – in gebündelter Form im NEP nachvollziehen zu können. Darüber hinaus wäre die transparente Aufschlüsselung lokaler Netzengpässe zur Beurteilung geplanter Netzausbaumaßnahmen notwendig.

Grundsätzlich begrüßenswert ist die Aufnahme der Projektliste(n) in den NEP. Hier bestehen jedoch weitergehende Informationsbedürfnisse, welche in Abschnitt 5.1 benannt sind.

2.Szenariorahmen

Grundsätzlich sind VIK und VCI mit dem hier angenommenen Szenariorahmen einverstanden.

3. Modellierungsansatz der Fernleitungsnetzbetreiber (Kapitel 3 Netzentwicklungsplan)

Lastflusszusagen werden im Netzentwicklungsplan als Maßnahme zur Beseitigung von Netzengpässen und zur Verhinderung von Netzausbaumaßnahmen eine große Bedeutung beigemessen. Für den NEP wurde für Lastflusszusagen folgende Annahmen getroffen: Derzeit bestehende Lastflusszusagen wurden für die Jahre 2015 und 2022 fortgeschrieben. Sollten diese Lastflusszusagen nicht beschafft werden können, ist die zusätzliche Ausspeise-Kapazität nicht ohne weitere Maßnahmen darstellbar.

Die teilweise sehr kostenintensiven Lastflusszusagen sind aus unserer Sicht im Einzelfall einem Kostenvergleich mit Investitionen zu unterziehen. Aus diesem Grunde ist die ungeprüfte Fortschreibung bestehender Lastflusszusagen zu kritisieren.

4.1 Bewertung der Eingangsgrößen der Netzmodellierung im vorliegenden Netzentwicklungsplan (Kapitel 3.2. Netzentwicklungsplan)

4.1.1 Gaskraftwerke

Im Falle von Mehrfachnennungen von Kraftwerksanfragen wurde davon ausgegangen, dass letztendlich der Standort mit den voraussichtlich niedrigsten Netzausbaukosten gewählt würde. Wir unterstützen grundsätzlich die Berücksichtigung netzstabilisierender Einflüsse bei der Beurteilung von Kraftwerkprojekten. Industrielle Kraftwerke –häufig dampfgeführte KWK-Anlagen- befinden sich fast ausschließlich an Lastschwerpunkten. Dennoch sollten auch begründete individuelle Kriterien, wie z.B. Effizienzen der Primärenergienutzung Berücksichtigung finden können.

4.1.2 Sonstige Anschlusspunkte zur Industrie

VIK und VCI sind grundsätzlich damit einverstanden, die vorhanden Werte für die Fernleitungsnetze und Verteilnetze als Basis anzusetzen. Jedoch kommen immer wieder Rückmeldungen von Mitgliedsunternehmen, dass Kapazitätsanfragen seitens der Netzbetreiber -teilweise mit dem Hinweis auf nicht in Aussicht stehende Netzausbaumaßnahmen- abgelehnt werden. Nach unserer Einschätzung müssten alle diese Kapazitätsanfragen im NEP Berücksichtigung finden.

4.1.4 Grenz- bzw. Marktübergangspunkte

Wie auf Seite 19 des NEP bemerkt, sind die Ergebnisse der Open Season von Gasunie Deutschland/Gas Transport Services, welche am 1. Juli 2012 abgeschlossen sein soll, nicht vollumfänglich umgesetzt. Es wird angeregt, diese noch in die Modelle eingehen zu lassen, um eine Abstimmung mit den niederländischen Fernleitungsnetzbetreibern hinsichtlich der entsprechenden Transportmengen zu erreichen.

4.1.5 Nachgelagerte Verteilernetze (interne Bestellung)

Interne Bestellung der Netzbetreiber

Wie bereits in der vorangegangenen Stellungnahme dargelegt, kommt der internen Bestellung der Netzbetreiber eine besondere Bedeutung zu. Falsche Annahmen bei den internen Bestellungen könnten aufgrund der Netzkaskade zu Fehlplanungen führen, die in der Praxis in eine Überschreitung der bestellten Kapazität münden. Um solche Fehler auszuschließen, sind die vorliegenden Daten aus den internen Bestellungen anhand des Ist-Bezug angemessen zu validieren. Hinsichtlich etwaiger Langfristprognosen sollten die zugrunde gelegten Annahmen des jeweiligen Netzbetreibers geprüft werden.

Benutzungsstunden von Standardlastprofilen

Für Haushalte sind 2420 Benutzungsstunden und für GHD 2560 Benutzungsstunden angenommen worden. Die Benutzungsstundenzahl hat signifikanten Einfluss auf die Prognosegüte. Neuere Erkenntnisse, z.B. aus dem SLP-Projekt des BDEW, sollten berücksichtigt werden.

4.2. Potenzielle Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben, einschließlich Einschätzungen zum Kapazitätsmodell

4.2.1 Gemäß § 20 Abs. 1b EnWG i. V. m. §§ 8, 9 GasNZV sind die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, im größtmöglichem Umfang feste frei zuordenbare Kapazitäten (feste FZK) anzubieten. Bedeutet dies aus Ihrer Sicht bzw. wäre es aus Ihrer Sicht erstrebenswert, die Fernleitungsnetze soweit auszubauen, dass an sämtlichen (buchbaren) Ein- und Ausspeisepunkten feste frei zuordenbare Kapazitäten entsprechend der Marktnachfrage dargestellt werden müssen? Wäre ein solcher Ausbau aus Ihrer Sicht volkswirtschaftlich effizient? Sollte Ihrer Meinung nach das aktuelle Niveau an Kapazitäten, insbesondere festen FZK gehalten oder angepasst werden, wenn ja, wie?

Aus der Sicht industrieller Verbraucher sollten nach Möglichkeit sämtliche Kapazitäten als feste frei zuordenbare Kapazitäten angeboten werden. Gründe sind

u.a. der Neubau sowie die Erweiterung industrieller Produktionen auf Erdgasbasis sowie das gegenwärtige Erreichen der Schwelle der Erneuerung eines Teils des industriellen Kraftwerksparks. Hierbei können existierende kohle- oder ölbefeuerte Anlagen zukünftig durch energiewirtschaftlich sinnvolle und politisch gewünschte hocheffiziente erdgasbefeuerte KWK-Anlagen ersetzt werden. Planungssicherheit in Form fester frei zuordenbarer Kapazitäten ist eine entscheidende Voraussetzung für die Realisierung etwaiger Projekte. Selbiges gilt für den Einsatz in anderen industriellen Prozessen. Oberstes Gebot ist die Aufrechterhaltung des Produktionsprozesses, weshalb feste Kapazitäten einen wesentlich höheren Stellenwert haben als unterbrechbare Kapazitäten.

4.2.2 Schätzen Sie ein aus Ihrer Sicht ein maximal vertretbares Investitionsvolumen für den deutschlandweiten Netzausbau der nächsten 10 Jahre ab. Für die Abschätzung könnte man sich an dem Investitionsvolumen aus dem Netzentwicklungsplan-Entwurf orientieren. Halten Sie die nach den jeweiligen Szenarien errechneten Investitionsvolumen für vertretbar?

Eine belastbare Abschätzung des Investitionsvolumens ist uns auf Basis der uns vorliegenden Daten und Erkenntnisse nicht möglich.

4.2.3 Wie schätzen Sie vor dem Hintergrund, dass perspektivisch in allen Szenarien der Gasverbrauch unterschiedlich intensiv rückläufig prognostiziert wird, den langfristig zu finanzierenden Netzausbau ein?

Die Versorgungsunterbrechungen im Februar haben gezeigt, dass die Netze Kapazitätsdefizite innerhalb der Marktgebiete aufweisen. Diese gilt es zu identifizieren und kosteneffizient zu beseitigen. Die Prognosen zum Gasverbrauch sind wegen ihrer Auswirkung auf die Kapazitätsbedarfe regelmäßig zu hinterfragen.

4.2.4 Geht man von der Notwendigkeit von Einschränkungen der festen FZK aus, mit Hilfe welcher Produkte könnte Ihrer Meinung nach unter Abwägung von handels-/beschaffungsseitigen Vorteilen und Risiken eine solche Einschränkung am sinnvollsten vorgenommen werden, um einerseits dem Interesse an möglichst gut nutzbaren Kapazitäten gerecht zu werden und andererseits dem Interesse an einem kostengünstigen Netzausbau; (z.B. bedingt feste frei zuordenbare Kapazitäten (bFZK), dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK), unterbrechbare FZK, Kapazitäten mit Zuordnungsbeschränkungen)?

Aus industrieller Sicht sind feste FZK eine Voraussetzung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Produktionssicherheit und darüber hinaus zur Gewährung unbeschränkter Lieferantenauswahl. Unterbrechbare und bedingt unterbrechbare Kapazitätsprodukte sollten aus Sicht der Verbände VIK und VCI allein auf Basis marktbasierter wirtschaftlicher Anreize für die Bereitstellung von Abschaltleistung oder die Buchung beschränkt oder vollständig unterbrechbarer Kapazitäten im Rahmen des Demand Side Managements erfolgen. Hier wird auf analoge Entwicklungen im Strommarkt verwiesen, wo zur Black-Out-Vermeidung zunehmend auf vertragliche Regelungen zur Abschaltung mit angemessener energiewirtschaftlicher Vergütung zurückgegriffen werden soll. Entsprechende Maßnahmen im Gasmarkt sind ausführlicher unter Punkt 7.1 beschrieben.

4.2.6 Ist es unter Versorgungssicherheitsaspekten (Gas und Strom) Ihrer Meinung nach sinnvoll und notwendig, bei der Verteilung der festen FZK bzw. der Zuordnung fester Kapazitäten einzelne Punkte zu bevorzugen, z.B. zu nachgelagerten Verteilernetzen (interne Bestellung) oder Gaskraftwerken? Halten Sie ggf. auch eine Differenzierung für stromseitig systemrelevante Kraftwerke für sinnvoll und notwendig?

Grundsätzlich sprechen sich VIK und VCI dafür aus, dass Bestandkapazitäten schützenswert sind. Kraftwerke zur Gewährleistung der Systemstabilität des Stromnetzes werden zunehmend an Bedeutung gewinnen, wie die aktuellen Diskussionen über Kapazitätsmärkte verdeutlichen. Ursache ist der schnelle Ausbau der erneuerbaren Energien und deren damit einhergehender zunehmender Anteil an der Stromerzeugung. Allerdings darf eine Bereitstellung fester Kapazitäten für stromsystemrelevante Kraftwerke insbesondere nicht zu Lasten bestehender fester

und physisch genutzter Kapazitäten von Industriestandorten gehen, sondern müsste bei Bedarf einen Netzausbau bedingen. Darüber hinaus sollten Kosten für eine bevorzugte Bereitstellung von Kapazitäten zum Ausgleich volatiler Stromeinspeisungen durch erneuerbare Energien allerdings auch transparent den EE-Kosten zugeordnet und idealerweise über die EEG-Umlage entlastet werden.

4.2.7 Ist es aus Ihrer Sicht sinnvoll, Bestandskapazitäten und neu zu schaffende Kapazitäten bei der Beurteilung der Kapazitätsprodukte unterschiedlich zu behandeln? Wie schätzen Sie dies rechtlich ein?

Bestandskapazitäten müssen Vorrang haben, soweit sie physisch und nicht nur kontraktuell genutzt werden. Energieintensive Verbraucher in Deutschland vertrauen darauf, dass Sie ihre bisher genutzten Kapazitäten auch weiterhin nutzen können.

4.2.8 Tatsächliche Unterbrechungen können ein sinnvoller Indikator für einen notwendigen Netzausbau sein. Ab welcher Schwelle bezogen auf die Unterbrechungshäufigkeit in einem oder mehreren aufeinanderfolgenden Jahren sowie bezogen auf die unterbrochene Kapazitätshöhe ist aus Ihrer Sicht ein Netzausbau unumgänglich?

VIK und VCI sprechen sich dafür aus, eine Analyse der Unterbrechungen der wichtigsten Netzpunkte noch mit in den NEP zu integrieren. Für industrielle Prozesse können auch kürzere Unterbrechungen kritisch sein.

4.2.9 Welche Vorgaben zur Modellierung, die in den vorherigen Fragen noch nicht berücksichtigt worden sind, erscheinen aus Ihrer Sicht notwendig, um aussagekräftige Modellierungsergebnisse bzw. sinnvolle Netzausbaumaßnahmen generieren zu können?

Die Modellierung des Wegfalls von Lastflusszusagen vs. Netzausbau. Die Analyse fehlt derzeit in Gänze.

5. Bewertung der konkreten Netzausbaumaßnahmen

5.1. Ist die Darstellung der Netzausbaumaßnahmen (Projekte) ausreichend transparent und nachvollziehbar; sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Informationen für Sie als Netznutzer enthalten?

VIK und VCI begrüßen grundsätzlich, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschlossen haben, die Netzausbaumaßnahmen zu konkretisieren. Hierzu wurden zwei Exceltabellen bereitgestellt. Eine Auflistung enthält alle Netzausbaumaßnahmen, die bis zum 30. März 2012 erfasst wurden, die andere Darstellung enthält eine Übersicht von Netzpunkten und deren Kapazitätsentwicklung in verschiedenen Szenarien. Im Netzentwicklungsplan selbst sind aggregierte Werte für die Investitionssummen erhalten. Alles in allem ist dies eine eindeutige Verbesserung gegenüber der ursprünglichen Informationsbereitstellung, reicht aber für eine adäquate Beurteilung der Investitionen nicht aus. Im Wesentlichen fehlen die Verknüpfungen der Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge, die detaillierten Kosten der einzelnen Projekte, Kostensenkungspotentiale durch Einsparung von Lastflusszusagen, Erläuterungen der Kapazitätsveränderungen vom Basisjahr zu den Modellierungen in den Jahren 2015 und 2022. Zudem sind die vorhandenen bisherigen Informationen über mehrere Dokumente verteilt.

Nach unserer Einschätzung würde folgende Informationsbereitstellung und Darstellungsweise helfen, die Investition des NEP transparent nachzuvollziehen. Im ersten Schritt sollte eine Gegenwartsbetrachtung erfolgen. Dabei sind zunächst die bestehenden Engpässe innerhalb des Marktgebietes zu identifizieren. Eine Betrachtung der bestellbaren Netzkopplungspunkte oder bestellbarer Ausspeisezonen im Vergleich Gegenwart vs. 2015 vs. 2022 vermittelt z.B. den Eindruck, dass hier insgesamt mit Kapazitätsrückgängen von festen Kapazitäten i.H.v. etwa 7 Mio. kWh/h im Jahr 2015 und etwa 20,5 Mio. kWh/h im Jahr 2022 gegenüber der jetzigen Situation zu rechnen ist. Es fehlen umfassende Erklärungen, warum es an den einzelnen Punkten zu Kapazitätsveränderungen kommt.

Die Unterbrechungen im Februar haben gezeigt, dass Engpässe vorhanden sind. Diese sind, wie bereits dargelegt, zu identifizieren und punktscharf auszuweisen. Im gleichen Schritt muss für jeden Punkt oder Gebiet ausgewiesen werden, ob es nach Leistung und Kosten bezifferbare Lastflusszusagen gibt. Ebenso sind mögliche

Veränderungen an GÜP durch etwaige Open-Season-Verfahren in anderen Ländern in die Betrachtung mit einzubeziehen.

Im nächsten Schritt werden dann die notwendigen Investitionsmaßnahmen auf Basis des Modells definiert. Dabei sind für jede Investitionsmaßnahme die zu erwartenden Kosten auszuweisen. Zudem ist es für die Transparenz unabdingbar, dass ausführlich dargestellt wird, auf welche Netzpunkte und Gebiete sich die Investition in welcher Weise auswirkt. Dazu gehört u.a. auch, dass die Wirkung des Netzausbaus auf bestehende Lastflusszusagen ausgewiesen wird. Netzausbaumaßnahmen, die Engpässe beseitigen und gleichzeitig zur Verringerung von Lastflusszusagen führen, sind aus Gründen der Kosteneffizienz natürlich von besonderem Interesse.

5.2. Wie bewerten Sie den vorgelegten Maßnahmenkatalog inhaltlich? Sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Projekte enthalten, um einen bedarfsgerechten Netzausbau sicherzustellen? Ist die vorgeschlagene zeitliche Realisierung ausreichend? Fehlen Ihrer Meinung nach bestimmte Netzausbaumaßnahmen oder sind bestimmte Maßnahmen nicht notwendig?

Wie in Frage 5.1 dargestellt, ist die Beantwortung dieser Fragen erst möglich, wenn die Kosten und Ursache-Wirkungs-Zusammenhänge ausreichend transparent ausgewiesen werden.

5.3 Bewertung einzelner individueller Anschlussbegehren (z.B. neue Gaskraftwerke oder Speicheranfragen etc.). Sind ggf. einzelne Bedarfe nicht ausreichend umgesetzt?

Wie an anderer Stelle bereits ausgeführt, müssen bestehende physisch genutzte Kapazitäten bevorzugt behandelt werden. Der Anschluss neuer Gaskraftwerke darf nicht dazu führen, dass bisherigen Netzkunden bestehende Kapazitäten entzogen oder in unterbrechbar umgewandelt werden. Die deutschen energieintensiven Industrien sind auf feste Kapazitäten für die Aufrechterhaltung der Produktion unbedingt angewiesen. Es muss gewährleistet sein, dass neue Anschlussbegehren keine bestehenden Kapazitäten vernichten dürfen.

5.4 a) Wie bewerten Sie die seitens der Fernleitungsnetzbetreiber gestellten Vorbehalte, insbesondere hinsichtlich der Verbindlichkeit langfristiger Kapazitätsbuchungen i.S. von § 39 GasNZV? Sind Sie der Meinung, dass eine entsprechende Bindung der Nutzer notwendig ist, um in den Netzentwicklungsplan verbindlich mit konkreten unmittelbaren Ausbaumaßnahmen aufgenommen zu werden?

Der Wunsch der Fernleitungsnetzbetreiber nach höherer Verbindlichkeit bei den Buchungen ist nachvollziehbar, denn die ist mit zu vielen Unsicherheiten auf beiden Seiten verbunden. Industrielle Projekte oder Kapazitätserweiterungen der Produktionen sind vielfach von Erdgas abhängig. Darüber hinaus ist der industrielle KWK-Erzeugungspark z.T. an der Schwelle der Erneuerung angekommen; hierbei können auch bisherige Kohle- oder Ölf Feuerungsanlagen zukünftig durch Erdgasanlagen ersetzt werden. Auch diese Projekte, die ggfs. nicht so groß sind wie etwaige Projekte größerer Energieversorger, werden den Netzentwicklungsplan aber beeinflussen können. Gerade im Bereich der industriellen Kraftwerke ist es sowohl für die Finanzierungszusage als auch für den Baubeschluss zwingend erforderlich, dass die für das konkrete Projekt benötigte Transportkapazität langfristig und verbindlich zur Verfügung steht. Wenn diese fehlende Sicherheit durch höhere Verbindlichkeit einer längerfristigen Buchung behoben werden kann, wäre beiden Seiten geholfen.

5.4 b) Wie könnte Ihrer Meinung nach eine zeitliche Verbindung und Koordinierung der Vorgaben des § 39 GasNZV, einschließlich Realisierungsfahrplan und Zahlung der Planungspauschale, mit der Aufnahme von Maßnahmen in den Netzentwicklungsplan aussehen?

Für die Ausarbeitung eines Konzeptes gemeinsam mit der Bundesnetzagentur und den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen einer Arbeitsgruppe stehen VIK und VCI gerne zur Verfügung.

5.4 c) Welche Bedeutung messen Sie in diesem Zusammenhang (ggf. abgelehnten) Anträgen nach § 38 GasNZV zu?

Es müssen klare und nachvollziehbare Kriterien dafür entwickelt werden, unter welchen Voraussetzungen neue industrielle Projekte, u.a. auch industrielle Kraftwerksprojekte in den Netzentwicklungsplan Gas aufgenommen werden. Nicht

hinreichend ist das im Entwurf bislang einzig enthaltene Kriterium, dass die Realisierung eines Projektes dann ausreichend wahrscheinlich und damit im Rahmen des Netzausbaus zu berücksichtigen ist, wenn eine Reservierungsanfrage nach § 38 GasNZV bis zu einem bestimmten, hier sehr früh gewählten Stichtag (30.11.2011) vorliegt.

Soweit der Netzentwicklungsplan daher den individuellen Ausbauanspruch nach § 39 EnWG begrenzen können soll, ist es bereits aus Angemessenheitsgründen erforderlich, dass die Fernleitungsnetzbetreiber eine umfassende Einzelfallbetrachtung der in Planung befindlichen Projekte unter Berücksichtigung sämtlicher zur Verfügung stehender Informationen, kategorisiert als Kriterien, vornehmen. Die notwendigen Informationen müssten dabei gegebenenfalls von den Fernleitungsnetzbetreibern gesondert angefordert werden. Dies gilt umso mehr angesichts der betriebs- aber auch volkswirtschaftlichen Dimension der getroffenen Feststellung, da die Realisierung eines industriellen Projekts zur Produktionserweiterung oder auch zum Bau eines gasbefeuerten hocheffizienten Kraftwerkes faktisch von der Aufnahme des Projekts in den Netzentwicklungsplan abhängig gemacht würde.

Diese Kriterien sollten dabei aussagekräftig sein. Berücksichtigt werden müssen neben einer Reservierungsanfrage gemäß §§ 38, 39 GasNZV im Rahmen einer wertenden Gesamtbetrachtung insbesondere auch

- der bauplanungsrechtliche Entwicklungsstand des konkreten Projektes,
- der Stand der Ausschreibung der Errichtung der Anlage,
- etwaige Reservierung der stromseitigen Netzanschlusskapazität sowie
- möglicherweise bereits getätigte Projektinvestitionen.

6. Power to Gas (Kapitel 6.1 Netzentwicklungsplan)

6.1 Sind die Analysen zur Wasserstoffzuspeisung nachvollziehbar, sowohl hinsichtlich der Flussannahmen als auch hinsichtlich der Kosten? Wie schätzen Sie die vorgelegten Ergebnisse inhaltlich ein; insbesondere die ermittelten Stromumwandlungsleistungen?

Die Analysen zur Wasserstoffeinspeisung sind nachvollziehbar und die daraus resultierenden Ergebnisse erbringen Einsicht in das strömungsmechanische Verhalten beigemischten Wasserstoffs. Zur Abschätzung des Wasserstoffeinspeisepotenzials am Importpunkt Lubmin (Nord Stream) wurde mangels historischer Daten das Nutzungsverhalten der JAMAL Europa Pipeline am Importpunkt Mallnow zugrunde gelegt, wodurch ein zusätzlicher Unsicherheitsfaktor hinsichtlich der Berechnungen entsteht. Dieses Vorgehen ist unter den gegebenen Umständen angemessen, jedoch sollten zukünftig bestmöglich lokal gemessene Gasflüsse in die Berechnungen aufgenommen werden.

Die Ausführungen zu den Grenzen der Wasserstoffeinspeisungen enthalten Abschätzungen zu angrenzenden Infrastrukturen und zur Wasserstofftoleranz von Gasturbinen, welche ebenso nicht Teil der unmittelbaren Versorgungsinfrastruktur sind. Vor diesem Hintergrund erscheint es geboten, auch die Grenzen der Wasserstoffeinspeisung hinsichtlich der stofflichen Nutzung von Erdgas zu berücksichtigen und in den NEP aufzunehmen. Dieser Punkt ist insbesondere für die chemische Industrie von großer Bedeutung: Diese nutzt Erdgas nicht nur als Brennstoff, sondern vielmehr als Rohstoff. Beim Rohstoffeinsatz spielt die Gaszusammensetzung eine wesentliche - so können z.B. höherwertige Kohlenwasserstoffe die Produktion nachteilig beeinflussen und u. a zu verkürzten Katalysator-Standzeiten führen. Derzeit ist der Einfluss von Wasserstoff für die Vielzahl der prozesstechnischen Anwendungen noch nicht abschließend zu beurteilen. Die Verbände VIK und VCI fordern deshalb die Verfügbarkeit von Erdgas innerhalb der derzeitigen Spezifikationen für prozesstechnische Verwendung. Sollte dies lokal nicht möglich sein, ist ein entsprechender Grenzwert nach Konsultation der betroffenen Marktteilnehmer festzulegen.

6.2 Sehen Sie andere/erweiterte Modellierungsvorgaben als sinnvoll an und wenn ja, welche?

Die aufgezeigten Modellierungsvorgaben sind auf die möglichen Einspeisekapazitäten von Wasserstoff fokussiert, basierend auf Lastflüssen und technischen Kapazitäten der Stationsleistungen an den ausgewählten Importpunkten. Ergänzend hierzu sollten zukünftig unter Berücksichtigung neuer Erkenntnisse hinsichtlich der Wasserstofftoleranz von Betriebsmitteln und verbraucherseitigen

Restriktionen (z.B. H₂-Toleranz von Gasturbinen, stoffliche Erdgasnutzung) aus der Perspektive der Infrastruktur die technisch tolerierbaren H₂-Konzentrationen in Modellrechnungen zugrunde gelegt werden, um die maximal zulässige Wasserstoffeinspeisung an den ausgewählten Importpunkten abzuschätzen, durch welche keine Beeinträchtigungen der Betriebsmittel zu erwarten sind. Die Gegenüberstellung des letztgenannten Modellierungsansatzes mit dem bestehenden kann zur Abwägung hinsichtlich der Notwendigkeit einer separaten Wasserstoffinfrastruktur bzw. der Einspeisung synthetischen Methans in die bestehende Infrastruktur beitragen.

7. Versorgungssicherheit (Kapitel 6.2 Netzentwicklungsplan):

7.1 Wie bewerten Sie die Ergebnisse der beiden berechneten Versorgungssicherheitsszenarien; halten Sie die dargestellten Möglichkeiten für ausreichend bzw. die Risiken für akzeptabel?

Für industrielle Letztverbraucher ist ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zur Aufrechterhaltung von Produktionsprozessen von größter Bedeutung. Die Modellierung von Versorgungssicherheitsszenarien im Rahmen des NEP wird daher nachhaltig begrüßt. Generell werden von industriellen Verbrauchern feste Kapazitäten bevorzugt. Nur in Fällen in denen entweder keine festen Kapazitäten verfügbar sind oder der Produktionsprozess zeitlich begrenzt über alternative Energieträger versorgt werden kann, wird auf vertraglicher Basis auf unterbrechbare Kapazitäten zurückgegriffen.

Das Szenario "Versorgungsstörung H-Gas" betrachtet eine Reduzierung des Gasflusses um 90 % am Grenzübergangspunkt Mallnow für eine Dauer von 30 Tagen bei einem Erdgasverbrauch der geschützten Kunden gem. § 53a EnWG im relevanten Netzgebiet i.H.v. 50 % der internen Bestellung. Nach den im Rahmen des Netzentwicklungsplans angestellten Berechnungen könnten 60 % der nicht geschützten Kunden weiterhin mit Gas versorgt werden. Im Umkehrschluss wären 40 % von einer Unterbrechung der Versorgung betroffen. Dieses Risiko ist für industrielle Letztverbraucher nicht akzeptabel, da hier die Wirtschaftlichkeit der Produktionsprozesse nicht gewährleistet ist. Das Szenario „Versorgungsstörung L-Gas“ betrachtet offensichtlich ausschließlich die Auswirkungen auf schützenswerte

Kunden gem. § 53a EnWG. Hier wäre die explizite Einbeziehung von nicht geschützten Kunden wünschenswert.

An dieser Stelle möchten sich VIK und VCI für die Etablierung eines marktorientierten Abschaltsystems einsetzen, falls Gasversorgungsunterbrechungen im Notfall unvermeidlich sein sollten. Die Fernleitungsnetzbetreiber sowie nachgelagerte Netzbetreiber sollten im Rahmen ihrer Verantwortung für die Systemstabilität einen Bedarf an unterbrechbarer bzw. abschaltbarer Last ausschreiben. Letztverbraucher mit entsprechendem Potenzial sollten infolge praxistauglicher Ausschreibungsbedingungen mit einem Maximum an vorgehaltener Leistung teilnehmen können. Möglichst kurze Ausschreibungsdauern und Losgrößen würden im Sinne einer Win-Win-Situation zu einem kostengünstig verfügbaren Potenzial führen. Alternativ hierzu könnte auch die Setzung wirtschaftlicher Anreize für die Buchung eingeschränkt oder vollständig unterbrechbarer Kapazitäten dienen. Letztverbraucher mit der Möglichkeit einer bivalenten Fahrweise könnten im Engpassfall vom Netzbetreiber abgeschaltet werden und auf alternative Brennstoffe umstellen.

7.2 Wie bewerten Sie die Ausführungen zum Versorgungsengpass im Februar 2012; sind die dargelegten bereits eingeleiteten bzw. in Durchführung befindlichen Baumaßnahmen Ihrer Meinung nach ausreichend? Sind Ihrer Meinung nach als Schlussfolgerung der Februarsituation weitergehende Modellierungsvorgaben und –analysen im Rahmen des Netzentwicklungsplanes notwendig, wenn ja, welche?

Der Netzengpass vom Februar 2012 führte dazu, dass alle unterbrechbaren Gastransporte unterbrochen wurden. Auch Mitgliedsunternehmen des VIK waren von dieser Maßnahme betroffen und mussten Ihre Produktion einstellen. Wie bereits in Kapitel 5 dargelegt, lassen die vorliegenden Informationen derzeit keine tiefergehenden Analysen zu. Hier sei als Sofortmaßnahme nochmals auf die Prüfung eines marktorientierten Abschaltsystems verwiesen.

8. Weiteres Vorgehen zum Entwurf dieses Netzentwicklungsplans

VIK und VCI sprechen sich für Varianten 8.1 aus.

Variante 8.1:

Fallen die Ergebnisse der Konsultation dahingehend aus, dass in größerem Umfang Änderungen, auch bei den Modellierungsvorgaben, vorgenommen werden müssten, könnten diese von den FNB nur mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf umgesetzt werden. Das würde bedeuten, dass der NEP Gas 2012 voraussichtlich erst Ende 2012 bzw. bei weiteren Umsetzungsmaßnahmen ggf. Mitte 2013 Verbindlichkeit erlangen würde. Die Diskussionen und Anpassungen würden zeitlich stark mit dem Netzentwicklungsplan 2013 zusammenfallen, so dass dieser sich auf die Änderungen beschränken und daher dem vereinfachten Verfahren nach § 15a Abs. 6 EnWG unterliegen könnte. Dies würde auch für die Änderungen des Szenariorahmens 2013 gelten, so dass eine Neumodellierung für den NEP 2012 zugleich auch für den Netzentwicklungsplan 2013 genutzt werden könnte (selbstverständlich mit angepassten „Zieljahren“).