Karlsruhe, 21. Juni 2013

EnBW
Energie Baden-Württemberg AG

Netze und Regulierung (HOL VR)

Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Telefon 0721 63-23076
Telefax 0721 63-13816
www.enbw.com

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr. 107956
Steuer-Nr. 35001/01075

Konsultation des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2013 nach §15a EnWG

1. Allgemeines und grundsätzliche Fragen

Aussagekraft des Netzentwicklungsplans, Verständlichkeit, Transparenz und Prozess, etc.

Wir begrüßen die Entscheidung der Behörde, die Konsultationsfristen angesichts der Tragweite der Materie dem angemessen gewählten Zeitraum im NEP-Strom-Prozess anzupassen. Es sei allerdings auch noch einmal an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ihrer Pflicht gemäß §15a Abs. 2 EnWG den Netznutzern ausreichend Gelegenheit zur Äußerung zu geben, nachkommen sollten, bevor sie den NEP bei der Regulierungsbehörde vorlegen. Dieser Anforderung des EnWG sind die FNB unserer Meinung nach, mit dem vorgegebenen Konsultationsfenster von knapp zwei Wochen und ohne die Bereitstellung der Kosten-Nutzen-Analyse zu den Kapazitätsprodukten, nicht gerecht geworden. Für den zukünftigen NEP bzw. Szenariorahmen sollte die Konsultation der FNB erst dann beginnen, wenn alle relevanten Informationen vorliegen. Auch sollte eine ähnlich adäquate Frist zur Konsultation vorgesehen werden, wie dies von der BNetzA und auch den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) im Strom praktiziert wird (>6 Wochen).

Zudem erachten wir es als wichtig, dass die FNB den Anmerkungen und berechtigten Anforderungen des Marktes ein stärkeres Gewicht beimessen, als dies bisher der Fall ist. Es ist bedauerlich, dass in wesentlichen Punkten nicht die aus der Rückmeldung des Marktes resultierenden Hinweise auf den notwendigen Anpassungsbedarf, sondern lediglich ein entsprechendes Änderungsverlangen der BNetzA zu einer nachvollziehbaren Reaktion der FNB führen kann. So ist z.B. das entsprechend ablehnende Feedback des Marktes zum Kapazitätsprodukt für Kraftwerke (KWP) und zum temperaturabhängigen Kapazitätsprodukt für Speicher (TaK), analog zum bisherigen Vorgehen der FNB, lediglich zur Kenntnis genommen worden, ohne dabei die Absicht erkennen zu lassen, über wirkliche Alternativen nachzudenken. Deshalb sehen wir die BNetzA umso mehr in der Pflicht, den ergebnisoffenen und ausführlichen Dialog mit den übrigen Markteilnehmern zu suchen, um nicht Gefahr zu laufen, notwendige Anpassungen im Hinblick auf einen bedarfsgerechten Netzausbau, aufgrund von einseitig dargestellten Sachverhalten seitens der FNB, zu vernachlässigen. Insbesondere darf das schwer nachvollziehbare Argument der FNB, dass man im derzeitigen Regulierungsrahmen nicht ausreichend Investitionssicherheit habe, nicht als Entschuldigung für die Verschleppung notwendiger Netzausbaumaßnahmen verwendet werden.

2. Szenariorahmen

2.1. Modellierungsvarianten

Decken aus Ihrer Sicht die von den Fernleitungsnetzbetreibern insgesamt betrachteten Modellierungsvarianten eine breite Grundlage für den bedarfsgerechten Netzausbau ab?

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass Modellierungsvarianten nicht Bestandteil des Szenariorahmens, sondern der eigentlichen Netzmodellierung sind. Die Platzierung in Teil 2 „Szenariorahmen" des NEP ist somit irreführend und inkonsistent. Der Abschnitt 2.3 „Modellierungsvarianten und Produktvorschläge" sollte deshalb in den Teil 3 „Modellierung der Fernleitungsnetze" überführt werden.

Des Weiteren möchten wir an dieser Stelle noch einmal darauf hinweisen, dass die Modellierung sämtliche Szenarien (also I, II und III) berücksichtigen sollten, so dass der Szenariorahmen nicht auf eine partielle Szenarienbetrachtung reduziert wird. Die Durchführung von sinnvollen Modellierungsvarianten im Sinne einer Sensitivitätsbetrachtung ist wünschenswert und sollte beibehalten werden, kann jedoch die Betrachtung der im Szenariorahmen identifizierten potentiellen Entwicklungspfade nicht ersetzen. Aus diesem Grund sollten neben dem mittleren Gasbedarfszenario II insbesondere die „Modellierungsvarianten" I und III vollständig berechnet werden.

Ebenso sollten sowohl die FNB als auch die BNetzA auf eine konsistente Verwendung und klare Differenzierung der Begriffe „FZK" (Frei Zuordenbare Kapazitäten) und „feste/unterbrechbare FZK" achten. In der Übersichtstabelle der Modellierungsvarianten auf den Seiten 18 und 19 des Dokuments wird z.B. irrtümlicherweise der Begriff „FZK" als Modellierungsannahme verwendet, obwohl der eigentliche Kostentreiber die unterbrechungsfreie (sprich feste) Qualität der frei zuordenbaren Kapazität ist.

Sind die Modellierungsannahmen bezüglich der Einspeisepunkte von inländischen Produktionsstätten, Grenzübergangspunkten, Marktgebietsübergangspunkten, Speicherpunkten, internen Bestellpunkten/-zonen, Kraftwerksausspeisepunkten, sonstigen Ausspeisepunkten zu industriellen Anlagen richtig gewählt?
Grundsätzlich gilt für alle Modellierungsvarianten, dass lediglich diejenigen Varianten beschlussfähig sein können, die auf klar definierten, transparenten Ansätzen beruhen. Da im Hinblick auf die Kapazitätsprodukte KWP und TaK bisher weder die Notwendigkeit, noch die konkrete Ausgestaltung belegt bzw. vorgestellt wurde, fehlen diesbezüglich grundlegende, erforderliche Informationen gemäß § 15a Abs. 2 EnWG (vgl. Fragenblock 2.3 bzw. 2.4). Eine Modellierungsvariante, die diese Produkte beinhaltet, kann dementsprechend nicht für den verbindlichen Netzausbau herangezogen werden. Folglich sind weder die von den FNB präferierte Modellierungsvariante II c) noch die Varianten II a), II b) und II e) für die Durchführung des bedarfsgerechten Netzausbaus heranzuziehen.

Da sich von den verbleibenden beiden Modellierungsvarianten II d) und II f) letztere als Extrembetrachtung (100% feste FZK, ob man will oder nicht) per definitionem als potentielle Grundlage für die Netzausbaumaßnahmen disqualifiziert, erscheint aus unserer Sicht derzeit lediglich die leider nur indikativ berechnete Variante II d) eine weitestgehend valide Basis für die Netzmodellierung zu sein. In den Netzentwicklungsplänen der nächsten Jahre, sollte jedoch eine Weiterentwicklung dieser Modellierungsvariante verfolgt werden.

Auf Basis der derzeit von den FNB zur Verfügung gestellten Informationen bedarf es einer Modellierungsvariante, bei der prinzipiell dort feste freizuordenbare Kapazitäten (feste FZK) modelliert werden, wo diese entsprechend angefragt bzw. benötigt werden. Die Berücksichtigung der Nachfrage ist u.a. gemäß §17 Abs. 1 GasNZV explizit vorgesehen:

„Neben Erkenntnissen, die sich aus objektiven Kriterien ergeben können, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auch ***Erkenntnisse aus verbindlichen Marktbefragungen über den aus Sicht des Marktes bestehenden langfristigen, verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf,*** *die sie bei den Transportkunden durchgeführt haben. Hiermit wird gewährleistet, dass der ermittelte Kapazitätsbedarf nicht künstlich durch unbegründete oder nur kurzfristige Anfragen überhöht wird und bereits vorübergehende vertragliche Engpässe gegebenenfalls einen Netzausbau auslösen können.* ***Gleichzeitig wird jedoch gewährleistet, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden angemessen berücksichtigt werden kann.*** *"*(BR 312/10: Begründung zu § 17 Abs. 1).

Dieses Prinzip sollte sich sowohl auf Bestands- als auch auf Neuanschlusskunden im Fernleitungsnetz, also auf Untergrundspeichern, Kraftwerke, Industrie und nachgelagerte Netzbetreiber, erstrecken und die grundsätzliche Möglichkeit zur Gewährleistung der freien Zuordenbarkeit gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV, insbesondere über Lastflusszusagen (LFZ), berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die in § 9 Abs. 3 GasNZV beschriebenen Maßnahmen in der dort vorgesehenen Reihenfolge und im Verhältnis zur Bereitstellung fester zuordnungsfreier Kapazitäten (i.e. feste FZK) nachrangig zu bewerten sind:
„Absatz 3 Satz 1 verpflichtet die Netzbetreiber, Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zu prüfen, die das Ziel haben, im jeweils benötigten Umfang verfügbare Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Je mehr Kapazitätsrechte zur Verfügung gestellt werden, desto besser sind grundsätzlich die Voraussetzungen, ***um eine Belebung des Wettbewerbs auf den Gasmärkten zu erreichen.*** *Bei der Prüfung der möglichen Maßnahmen haben die Netzbetreiber* ***die in Satz 2 angegebene Prüfungsreihenfolge einzuhalten, die von der geringsten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit bis zur Maßnahme mit der größten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit reicht.*** *Die Nachfrage nach Lastflusszusagen (Satz 2 Nummer 1), die Vorgaben zu Zuordnungsauflagen (Satz 2 Nummer 2) und der Ausschluss einzelner Punkte von der freien Zuordenbarkeit (Satz 2 Nummer 3)* ***sind so gering wie möglich zu halten, um eine mögliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs bzw. gegebenenfalls vorhandenes Diskriminierungspotential so weit wie möglich zu reduzieren****. Hierzu ist es nach Satz 3 auch erforderlich, dass die kapazitätserhöhenden Maßnahmen transparent und diskriminierungsfrei beschafft werden. Satz 4 bestimmt, dass die Maßnahmen des Satz 2 erforderlichenfalls in der dort genannten Reihenfolge vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ergreifen sind.* ***Dies gewährleistet, dass die Flexibilität des Gasmarktes in möglichst geringem Umfang beeinträchtigt wird.*** *Satz 5 sieht vor diesem Hintergrund auch vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem* ***Ziel zusammenarbeiten sollen, kapazitätserhöhende Maßnahmen nur in möglichst geringem Umfang anzuwenden.*** *"*(BR 312/10: Begründung zu § 9 Abs. 3)

Das Ziel ist dabei eindeutig die möglichst umfangreiche Bereitstellung fester FZK:
"Führt die Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Absatz 1 und 2 zu dem Ergebnis, dass sie nicht in ausreichendem Maß frei zuordenbar angeboten werden können, ***haben Fernleitungsnetzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen, die das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten erhöhen****."* (§ 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV)

Zudem sollte in erster Linie gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 8 Abs. 2 GasNZV beim bedarfsgerechten Netzausbau der Prämisse Rechnung getragen werden, dass auch in Bezug auf feste FZK die Nachfrage das Angebot bestimmt:
„Absatz 1 benennt die Kapazitätsprodukte, die von Fernleitungsnetzbetreibern mindestens anzubieten sind [i.e. unterbrechbare FZK und feste FZK]. *Darüber hinaus steht es Fernleitungsnetzbetreibern frei, weitere Kapazitätsprodukte anzubieten,* ***wenn dafür ein Marktbedürfnis besteht****."* (BR 312/10: Begründung zu § 11)

Die Formulierung des § 11 Abs. 1 GasNZV und die entsprechende Verordnungsbegründung zeigen die deutliche Priorisierung der Bereitstellung von FZK gegenüber sonstigen potentiellen Kapazitätsprodukten, für die zudem eindeutig die bestehende Nachfrage am Markt als notwendige Bedingung zu sehen ist. Die notwendigen Netzausbaumaßnahmen durch die Einbeziehung marktbeschränkender Kapazitätsprodukte künstlich über die ohnehin schon restriktive Betrachtung eines moderaten (sprich sinkenden) Gasbedarfsszenario hinaus zu reduzieren widerspricht somit nicht nur der Intention des Verordnungsgebers im Hinblick auf Kapazitätsprodukte, sondern auch dem Grundgedanken der Regulierung in Bezug auf die diskriminierungsfreie Bereitstellung einer ausreichend dimensionierten Infrastruktur sowie der durch § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG vorgegebenen Berücksichtigung angemessener Annahmen über die Entwicklung des Verbrauchs von Gas.

Grundsätzlich darf in einen bedarfsgerechten Netzentwicklungsplan im Sinne der geltenden Vorgaben deshalb als Inputgröße lediglich die Nachfrage nach festen FZK einfließen. Wie dieser Bedarf von Seiten der FNB gedeckt wird (ob durch Netzausbau, LFZ, oder sonstige den FNB zur Verfügung stehende Instrumente), ist zwar Kernbestandteil der Modellierung und eine originäre Aufgabe der FNB im Rahmen der Optimierung ihrer technischen Kapazitäten, jedoch muss das unbestrittene Ergebnis dieser Modellierung die Befriedigung der Nachfrage nach festen FZK sein (vgl. Abbildung 1).

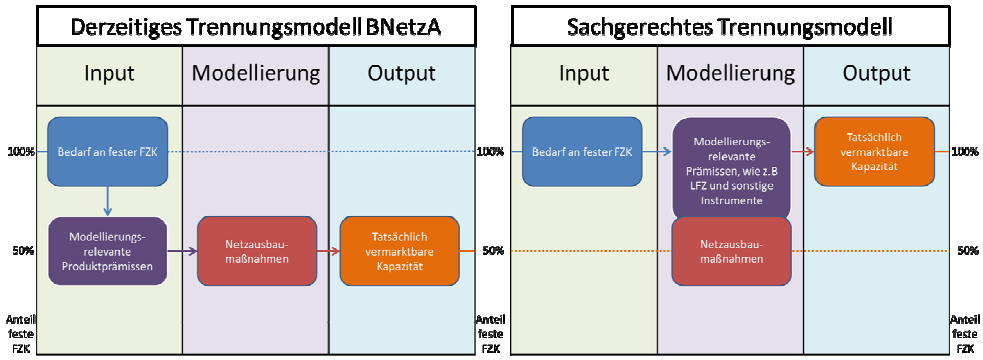

Abbildung 1: Differenzierung im Trennungsmodell

Das von der BNetzA vorgeschlagene Trennungsmodell ist deshalb zwar prinzipiell in der Hinsicht sinnvoll, dass die modellierungsrelevanten Prämissen und die tatsächlich vermarktbaren Kapazitäten differenziert und unabhängig voneinander betrachtet werden sollten. Eben dieser Grundsatz wird jedoch im BNetzA-Modell nicht konsistent umgesetzt. Im Gegenteil es wird dort ein unmittelbarer Zusam-

menhang dieser beiden Komponenten dergestalt generiert, dass durch die sogenannten „Modellierungsrelevanten Produktprämissen" der angemeldete Bedarf nach festen FZK ungerechtfertigterweise beschnitten wird, so dass in der eigentlichen Modellierung ein nicht sachgerechter Input zugrunde gelegt wird und das Ergebnis an tatsächlich vermarktbaren Kapazitäten nicht dem Bedarf entspricht. Wir verstehen ein sachgerechtes Trennungsmodell so, dass die Inputgröße den tatsächlichen Bedarf widerspiegelt, während im Rahmen der Modellierung sämtliche kapazitätsbeeinflussenden Instrumente/bzw. Maßnahmen der FNB (in Form von modellierungsrelevanten Prämissen) berücksichtigt werden sollten, so dass die verfügbare Kapazität dem Bedarf gerecht wird, ohne dabei ineffizienten Netzausbau zu generieren.

Sollte Ihrer Meinung nach bezogen auf Grenzübergangspunkte, Marktgebietsübergangspunkte und Speicherpunkte zwischen Einspeise- und Ausspeiseseite differenziert werden?
Wir sehen keine Anhaltspunkte, die eine derartige Vorgehensweise vorteilhaft bzw. sinnvoll erscheinen lassen.
Sofern Sie der Meinung sind, dass in zukünftigen Szenariorahmen Parameter modifiziert werden sollten, beschreiben Sie dies unter Punkt 7.6. dieses Fragenkatalogs.

2.1.1. Wie sind die Annahmen über Kapazitätsbedarfe in den nachgelagerten Netzen in den zukünftigen Netzentwicklungsplänen Gas aufzunehmen?
Diese aus dem Dialog-Workshop (WS) der Verteilnetzbetreiber resultierende Frage haben wir unter 3.1.5. beantwortet. Die im WS diskutierten Ansätze 1 und 2 scheinen ebenso pauschal und somit realitätsfern zu sein, wie der in der Modellierungsvariante II e) verfolgte Ansatz. Wie in unserer Antwort zu Frage 3.1.5. beschrieben, sollte der Einfluss aller drei Größen „Gasmengenentwicklung", „Interne Bestellung" und „Langfristprognosen für Interne Bestellung" im Dialog mit den nachgelagerten Netzbetreibern plausibilisiert werden. Wenn z.B. ein nachgelagerter Netzbetreiber plausibel belegen kann, dass sich seine Interne Bestellung innerhalb des betrachteten Zeitraums von zehn Jahren aufgrund nachweisbarer struktureller Veränderungen maßgeblich verändern wird, dann kann dieser Realsachverhalt nicht aufgrund der systemimmanent unscharfen Top-Down-Prognosewerte aus dem entsprechenden Gasbedarfsszenario von Prognos negiert werden. Grundsätzlich sollte plausibel belegbaren, regional prognostizierten Bedarfsveränderungen im Rahmen der Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber mehr Bedeutung beigemessen werden, als den stark Prämissen-getriebenen Prognos-Schätzungen, i.e. man sollte einem Bottom-Up-Ansatz gegenüber einem Top-Down-Ansatz dort Vorrang gewähren, wo sich die zugrunde liegenden Annahmen als plausibel erweisen. Im Umkehrschluss darf dies jedoch nicht bedeuten, dass pauschale Annahmen auf Seiten der nachgelagerten Netzbetreiber getreu dem Motto „ich hatte schon immer etwa 5% Zuwachs im Jahr, das wird auch weiterhin so sein" Geltung entfalten.

Wenn die Variante 3 in dem oben geschilderten Sinn zu verstehen ist, dann wird dieser Ansatz von uns explizit unterstützt.

2.1.2. Weitere Ansätze: Sehen Sie weiterhin die Langfristprognose der Verteilernetzbetreiber, die in Modellierungsvariante IIe im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2013 (Zehnjahresprognose nach Kooperationsvereinbarung) umgesetzt wurde, als einen modellierungsfähigen Ansatz für den Netzentwicklungsplan Gas 2014?
Aus den oben und unter 3.1.5. genannten Gründen und unter Berücksichtigung der dort beschriebenen Rahmenbedingungen ist eine Extrembetrachtung, wie sie in der Modellierungsvariante II e) erfolgt ist, in Zukunft nicht notwendig.

Sind aus Ihrer Sicht weitere Ansätze neben den bisher diskutierten Ansätzen denkbar?
Vgl. 2.1.1. und 3.1.5.

2.1.3. Weitere Überlegungen: In den Fazitfolien zur Dialogveranstaltung vom 7.6.2013 wurde ein „Ansatz 4" vorgeschlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber regen an, die Benutzungsstunden für die Leistungsberechnung in den Verteilernetzen gemäß Prognose TU München (gegebenenfalls mit gutacherlicher Unterstützung) zu aktualisieren. Was halten Sie von diesem Vorschlag?
Wir stimmen der BNetzA zu, dass die Verwendung der aktuellen Erkenntnisse zu Benutzungsstunden in sämtlichen Modellierungsvarianten reflektiert werden muss, solange diese den Berechnungen der Internen Bestellung zugrunde liegen. Dieser Sachverhalt ist somit nicht nur in Abhängigkeit der Überlegungen hinsichtlich der Berücksichtigung der Langfristprognosen der nachgelagerten Netzbetreiber, sondern als notwendiger, grundsätzlicher Anpassungsbedarf des NEP zu sehen.

2.2. Fortschreibung von Lastflusszusagen
Den Berechnungen der FNB liegt die Annahme zugrunde, dass aktuell kontrahierte Lastflusszusagen (vgl. Anlage 3 zum NEP Gas 2013 Entwurf vom 01.04.2013) in den Jahren 2018 und 2023 in unveränderter Höhe verfügbar sind. Ist diese Annahme aus Ihrer Sicht auch für die kommenden Netzentwicklungspläne beizubehalten?
Grundsätzlich sollte im Rahmen des NEP versucht werden eine möglichst realistische Ausgangsbasis für die Modellierung von Netzausbaumaßnahmen zu verwenden. Das bedeutet in Bezug auf den von den FNB verwendeten Pauschalansatz bezüglich LFZ, dass auch hier eine Marktabfrage mehr Klarheit bringen könnte. Aus unserer Sicht ist es notwendig dabei neben den derzeit bereits kontrahierten LFZ auch das ggf. darüber hinaus gehende Potential am Markt zu erfassen. Zur Sicherstellung, dass LFZ dann tatsächlich auch längerfristig Bestand haben und Netzausbaumaßnahmen reduzieren können, sind die Ausgestaltung der Ausschreibungen und somit unmittelbar die in der Festlegung KOLA vorgegebenen Rahmenbedingungen und Marktanreize von zentraler Bedeutung.
Welches Vorgehen wäre aus Ihrer Sicht alternativ sinnvoll?
Wie oben erwähnt, könnte eine Marktabfrage bezogen auf die Nachfrage nach zusätzlicher Kapazität (incremental capacity) mehr Klarheit darüber schaffen, wie viel Kapazität seitens des Marktes in Zukunft tatsächlich benötigt wird.

Ist es Ihrer Meinung nach sinnvoll den Netzausbaubedarf ohne Lastflusszusagen zu bestimmen?
Grundsätzlich sollte ein bedarfsgerechter und effizienter Netzausbau auch marktbasierten Kapazitätsmechanismen, insbesondere LFZ, Rechnung tragen. 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.

2.3. Kraftwerksprodukt (KWP)
Das KWP beschreibt eine dynamisch zuordenbare Ausspeisekapazität (DZK) an Gaskraftwerken.
Im Folgenden möchten wir versuchen unsere gravierenden Bedenken hinsichtlich der Einführung eines KWP umfassend und nachvollziehbar darzustellen. Grundsätzlich möchten wir insbesondere auf die folgenden Punkte hinweisen:

I. Bei Vorliegen verbindlicher Buchungsanfragen von Kraftwerksbetreibern **gemäß §38 und §39 GasNZV plädieren wir weiterhin für die uneingeschränkte Bereitstellung fester FZK.** Die Forderung nach festen FZK ist jedoch nicht mit einer Forderung nach physischem Netzausbau gleichzusetzen (vgl. III.)!

II. **FNBs sollten anstatt einer Erweiterung der Kapazitätsprodukte vielmehr deren Reduktion anstreben.** Bereits die gegenwärtig existierende, von FNB zu FNB unterschiedliche, intransparente Vielfalt an Mischprodukten erschwert die Harmonisierung des europäischen Marktdesigns und verhindert eine verbraucherfreundliche und effiziente Kapazitätsbewirtschaftung. Dies gilt insbesondere vor der Hintergrund, dass im Zuge der Implementierung des Network Codes on Capacity Allocation Mechanisms eine Bündelung grenzüberschreitender Kapazitäten verbindlich vorgeschrieben wird und zu diesem Zweck eine Vereinheitlichung der Kapazitätsprodukte unumgänglich ist. Das europäische Umland kennt, im Gegensatz zu den deutschen Marktgebieten mit ihrem Potpourri an Zwitterprodukten, jedoch in der Regel nur feste und unterbrechbare Kapazitätsprodukte.

III. Bereits in mehreren Stellungnahmen zum Netzentwicklungsplan vom 08. März 2013 wurde explizit gefordert, dass die FNB verstärkt den **Einsatz marktbasierter Mechanismen** (LFZ, Overbooking-and-BuyBack-Mechanismen) berücksichtigen sollten, da diesen eine wesentliche Bedeutung im Rahmen des effizienten Netzausbaus zukommt. Trotz dieser bereits zum NEP 2012 von vielen Konsultationsteilnehmern erhobenen Forderung werden die marktbasierten Mechanismen auch im aktuellen Entwurf des NEP nicht hinreichend berücksichtigt. Dem Einsatz dieser marktbasierten Mechanismen sollte gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV und aus volkswirtschaftlicher Sicht der unbedingte Vorrang gegenüber intransparenten und marktbeschränkenden Kapazitätsprodukten eingeräumt werden.

IV. Ein wesentliches Argument der FNB für die Einführung eines Kraftwerksproduktes stellt die fehlende Planungssicherheit dar, verursacht durch hohe Investitionssummen ohne hinreichende Absicherung durch langfristige Buchungen. Um diesem Umstand gerecht zu werden, könnten Ausbaumaßnahmen mithilfe längerfristiger Vermarktungsinstrumente wie etwa durch **Open Seasons** oder **Incremental Capacity Auctions** (Auktionen für zusätzliche Kapazität an bereits existierenden Pipelines) abgesichert werden, was in anderen Märkten Nordwesteuropas seit Jahren praktiziert wird. Es ist nicht nachvollziehbar, warum diese Vorgehensweise in Deutschland nicht praktikabel sein sollte.

V. **Durch die Einführung eines Kraftwerkprodukts verschieben die FNB die Verantwortung für die Netzstabilität auf die Schultern der Kraftwerksbetreiber.** Die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems ist eine originäre Netzbetreiberaufgabe, die im Rahmen des Anreizregulierungssystems über die Genehmigung des operativen Aufwands sowie der notwendigen Investitionskosten berücksichtigt werden. § 39 GasNZV gibt vor, dass die benötigte Ein- oder Ausspeisekapazität im Rahmen des Kapazitätsausbaus vom FNB bereitgestellt wird. Ob dies über den Netzausbau oder die Verwendung marktbasierter Mechanismen erfolgt, ist zwar grundsätzlich dem FNB überlassen, es darf allerdings nicht sein, dass im Markt und bei den FNB etablierte und über die BNetzA regulierte (vgl. KOLA) marktbasierte Mechanismen, wie z.B. Lastflusszusagen, über paradoxe neue Kapazitätsprodukte umgangen werden. Die Verantwortung der Kapazitätsbereitstellung würde somit nicht mehr verordnungskonform bei den FNB sondern bei den betroffenen Kraftwerksbetreibern liegen. Denn die Bereitstellung einer gesicherten Einspeisung ins Netz an einem bestimmten Punkt stellt noch nicht sicher, dass an diesem Punkt im Falle eines Engpasses dann auch tatsächlich Gas zur Verfügung steht. Hierfür müsste der Kraftwerksbetreiber – teilweise sogar an wenig liquiden Einspeisepunkten wie Wallbach oder Greifswald- verbindliche Zusagen für eine flexible Gasbeschaffung im Engpassfall einholen. Somit handelt es sich de facto um eine auf bilateraler Ebene ausgehandelte LFZ. Dieser Sachverhalt wurde auch von den FNBs richtig erkannt (siehe Entwurf des NEP 2013, S. 10): **„Die Wirkung des KWP kann im Prinzip auch durch Lastflusszusagen realisiert werden."** Auch deshalb ist der Hinweis der FNB, dass aufgrund bestehender Probleme bei der Beschaffung von LFZ der Einsatz von LFZ nicht geeignet erscheint nicht nachvollziehbar. Aus welchem Grund sollte dieser Einwand nicht ebenso für den Kraftwerksbetreiber gelten? Im Gegenteil, der FNB kann im Rahmen eines transparenten, öffentlichen Verfahrens (vgl. KOLA) diese Mengen diskriminierungsfrei am Markt beschaffen, während der Kraftwerksbetreiber die Gasmengen an den betroffenen Punkten auf bilateraler Basis individuell kontrahieren muss (vgl. Abbildung 2).

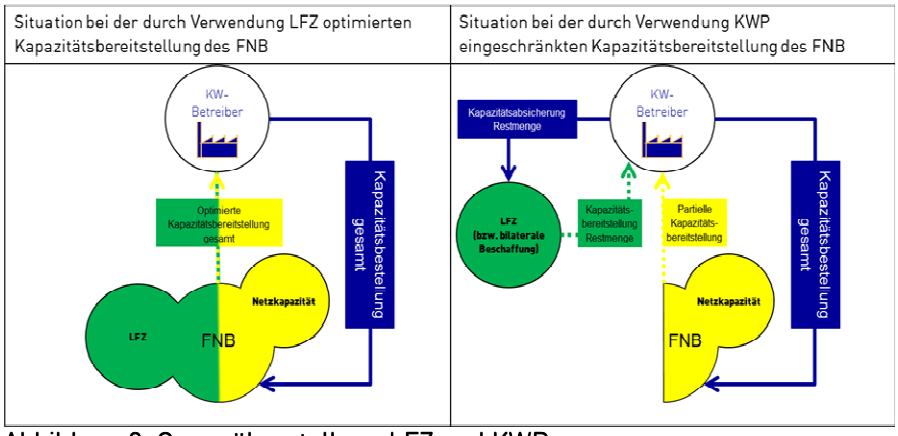

Abbildung 2: Gegenüberstellung LFZ und KWP

Sollte es auf Seite der FNB tatsächlich Probleme mit der Attraktivität von LFZ am Markt geben, dann sollte vielmehr die Ausgestaltung der dem Instrument zugrunde liegenden Anreize (unter Berücksichtigung des vermiedenen Netzausbaus) überdacht werden, statt die Verantwortung für die Bereitstellung der benötigten Kapazitäten entgegen der Verordnungsvorgaben auf die Netzanschluss- und Transportkunden zu wälzen.

VI. Wir halten die Einführung eines Kraftwerksprodukts für **volkswirtschaftlich schädlich.** Im Regelbetrieb eines Kraftwerks stellt die Buchungsverpflichtung eines speziellen Kraftwerksprodukts - ggf. in Abhängigkeit seiner geographischen Lage - ein signifikantes Wettbewerbshemmnis dar. Die zusätzliche Belastung bedroht die ohnehin angespannte Wirtschaftlichkeit von Gaskraftwerken und das sowohl im nationalen als auch im internationalen Vergleich. Bereits getätigte und geplante Kraftwerksinvestitionen in Deutschland werden so nachhaltig negativ beeinflusst. Während also stromseitig über das Verbot der Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken versucht wird, die Versorgungsicherheit in Deutschland zu gewährleisten, werden diese Bemühungen gasseitig durch die Einführung eines wirtschaftlich nachteiligen Kraftwerksprodukts für Neu- und Erweiterungsprojekte ad absurdum geführt. Auch der monetäre Ausgleich dieses Nachteils zusätzlich anfallender Kosten insbesondere bei systemrelevanten Kraftwerken mit Kraftwerksprodukt ist volkswirtschaftlich ineffizient, da über eine transparente Ausschreibung von LFZ am Markt gemäß KOLA ein wesentlich marktgerechteres Ergebnis erzielt werden kann. Zudem besteht die Gefahr, dass entsprechende Investitionen in das benachbarte Ausland abwandern, weil die Belieferung mit Gas dort weniger komplex ist und sich die Ausgangslage deshalb, in Verbindung mit den grenzüberschreitenden Stromtransporten, als wirtschaftlich günstiger erweist.

VII. Darüber hinaus erachten wir es als überaus kritisch, dass bis dato die FNB der Marktgebiete jenseits der deutschen Grenze nicht in die Überlegungen zum Kraftwerksprodukt eingebunden wurden. Es ist folglich gar

nicht sichergestellt, dass auf der anderen Seite der Grenze die Kapazitäten in der gewünschten Höhe und zu dem gewünschten Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Unklar ist auch, welche Kraftwerke wann von der Regelung betroffen wären und welche Priorisierung für den Fall zusätzlicher physischer Kapazitäten infolge eines späteren Netzausbaus auf feste FZK Anwendung finden würde.

VIII. Ebenso kritisch zu sehen ist die **diskriminierend selektive Anwendung** des Kraftwerksprodukts, das offensichtlich nicht für alle Neubauprojekte gleichermaßen vorgesehen ist. Dies würde ohne Zweifel zu erheblichen Wettbewerbsverzerrungen führen und das Prinzip eines diskriminierungsfreien Netzzugangs konterkarieren.

Fazit:
Das Kraftwerksprodukt liefert aus Sicht des Kraftwerksbetreibers und Händlers keine erkennbaren Vorteile im Vergleich zu bestehenden Instrumentarien, wie z.B. LFZ. Stattdessen würde über die Einführung eines Kraftwerkprodukts die Verantwortung für die Zuverlässigkeit der Gasversorgungsinfrastruktur widerrechtlich auf die Schultern der Kraftwerksbetreiber verlagert werden (vgl. Abbildung 2) und ein volkswirtschaftlich ineffizienter Netzausbau resultieren. Aus den oben genannten Gründen sind keine Kompromisse/Änderungen erkennbar/denkbar, die zu einer Verbesserung des Produkts bzw. zu einer höheren Akzeptanz diesbezüglich führen könnten. Folglich sollte auf die Einführung grundsätzlich verzichtet werden und stattdessen der Einsatz und die Weiterentwicklung bereits etablierter marktbasierter Mechanismen zur Reduzierung des Ausbaubedarfs berücksichtigt werden.

2.3.1. Ist das vorgestellte DZK-Produkt Ihrer Meinung nach ausreichend transparent und nachvollziehbar erläutert?
Nein, vgl. 2.3.
Ist die Funktionsweise des Produktes anhand des dargestellten Beispiels ausreichend dargestellt?
Nein, vgl. 2.3.
Welche zusätzlichen Informationen benötigen Sie zu dem DZK-Produkt zusätzlich noch?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.
Ist die Praktikabilität gewährleistet?
Nein, vgl. 2.3.
Sollte eventuell am Tag D-1 bestimmt werden, ob der Zugang zum „eigenen" VHP fest oder unterbrechbar dargestellt werden kann?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.
Wann wäre eine Unterbrechung des Zugangs zum „eigenen" VHP vom FNB spätestens anzuzeigen?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

Sollten stufenweise Unterbrechungen der Kapazität zum VHP vorgenommen werden oder lediglich „ganz oder gar nicht"-Unterbrechungen?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.
Sollte bei einer Zuordnung des Kraftwerkes zu mehreren Entries eine anteilige Belieferung des Kraftwerkes von diesen Punkten möglich sein?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.2. Wie bewerten Sie die vorgeschlagenen zugeordneten Einspeisepunkte hinsichtlich

- **des Zugangs zum angrenzenden VHP / zum Speicher / Produktion,**
- **der Liquidität des angrenzenden VHP / Handelsmarkts,**
- **der Kapazitätssituation auf der Exit-Seite des zugeordneten Punktes?**

Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.3. Nennen Sie konkrete objektive Kriterien, anhand derer geeignete Zuordnungspunkte bestimmt werden könnten.
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.
Welche Zuordnungspunkte kommen für Sie in bestimmten Regionen am ehesten in Betracht?
-N/A-
Halten Sie insbesondere die Zuordnungspunkte Greifswald und Lehringen für mögliche Zuordnungspunkte?
-N/A-

2.3.4. Nennen Sie sonstige Gründe, wieso Sie bestimmte Einspeisepunkte als für eine Zuordnung geeignet bzw. ungeeignet einstufen.
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.5. Bewerten Sie die Erdgasgroßhandelsmärkte in Deutschland, Belgien, Dänemark, Frankreich, Italien den Niederlanden, Österreich, Polen und Tschechien hinsichtlich ihrer Eignung als Zuordnung im Engpassfall. Gehen Sie hier bitte insbesondere auf den Aspekt der Versorgungssicherheit ein.
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.6. Bewerten Sie die Ergebnisse der zu dem Kraftwerksprodukt beigefügten Kosten-Nutzen-Analyse (Siehe Anlage 9 im NEP-Entwurf). Halten Sie die zugrunde gelegten Daten und Annahmen für plausibel und sachgerecht?
Wie bewerten Sie die ermittelten Kosten des KWP je „Unterbrechungswahrscheinlichkeit" im Vergleich zu den ermittelten eingesparten Netzausbaukosten?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.7. Wie bewerten Sie die preisliche Einordnung des Produktes KWP und die Höhe der Wahrscheinlichkeit, dass die Zuordnung zu einem alternativen Punkt notwendig wird?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.8. Wie sehen Sie die Möglichkeit der FNB, die Geschäftsbedingungen in der Ausgestaltung der Kapazitätsprodukte (KWP und TaK) analog zur bisherigen Praxis der Kapazitätsvermarktung individuell festzusetzen?
Ist die Methodik aus Sicht des einzelnen Netznutzers hinnehmbar?
Analog zu den unter 2.3. bzw. 2.4. aufgeführten Argumenten und dem Feedback der Kraftwerksbetreiber/Händler in diversen WS zu den Themen KWP und TaK ist die Methodik der FNB, über die zu Lasten der Netznutzer konstruierten Kapazitätsprodukte den Netzausbau künstlich minimal zu halten, nicht hinnehmbar. Es kann unter Einbeziehung dieser marktbeschränkenden Kapazitätsprodukte nicht von einem „bedarfsgerechten" Netzausbau gemäß § 15a Abs. 1 S. 2 EnWG die Rede sein, da es keinen Bedarf an KWP/TaK, sondern Bedarf an festen FZK im Markt gibt. Deshalb sind sämtliche Modellierungsvarianten, die auf diesen Produkten beruhen nicht für eine verordnungskonforme Netzausbaumodellierung geeignet. Wir erwarten von der BNetzA dieser Tatsache im Rahmen eines Änderungsverlangens gegenüber den FNB insofern Rechnung zu tragen, als dass die FNB den Netzausbau nicht basierend auf der Modellierungsvariante II c) (bzw. II a), II b) sowie II e)), sondern basierend auf der Modellierungsvariante II d) vorzunehmen haben.
2.3.9. Laut NEP Gas 2013 Kap. 2.3.2 sollte das KWP lediglich die Ausspeisekapazität zum betroffenen Gaskraftwerk beinhalten – mit der Option für den Netznutzer, zusätzlich Zuordnungspunkte zur Sicherung einer festen Versorgung einzubuchen. In der Dialogveranstaltung wurde von den FNB vorgetragen, dass die Einspeisekapazität beim jeweils zugeordneten Punkt Bestandteil des KWP werden solle, sodass der KWP-Kunde lediglich die Ausspeisekapazität im vorgelagerten Netz kontrahieren müsste.
a) Gibt es Diskriminierungspotenzial dergestalt, dass andere Transportkunden an den jeweiligen den KWP-Kunden zugeordneten Einspeisepunkten weniger Kapazitäten buchen können, wenn für das KWP Kapazitäten „reserviert" sind?
Wie ist hierbei eine mögliche Sekundärvermarktung des KWP zu sehen?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.
b) Was bedeutet die vorgesehene Bündelung an Grenzübergangspunkten in diesem Zusammenhang für das KWP?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.
c) Wie bewerten Sie den Vorschlag einiger Marktteilnehmer, dass vor dem Hintergrund der „Einspeisekapazitätsaufwertung" der FNB alternativ direkt die vollständige Organisation „hinter dem KWP" übernehmen kann und den betroffenen Marktteilnehmern umso eher vollständige FZK anbieten soll?
Kosteneinsparungen sind laut Marktteilnehmern nach wie vor durch vermiedenen Netzausbau gegeben, der FNB trage nur das Risiko der Engpassbewirtschaftung, wobei er selbst durchaus auch als Händler an VHPs in anderen Märkten auftreten

könne, um die Kapazitäts- und Gasmengennachfragen befriedigen zu können. Wie sehen Sie diese potentielle Händlerrolle des FNB? Ist sie gesamtwirtschaftlich sinnvoller?
d) Geben Sie zudem Ihre Stellungnahme zum Thema „Risikoallokation" bei der Frage der Engpassbewirtschaftung im Rahmen des KWP ab. Ist der FNB eher als ein einzelner Netznutzer befähigt, Marktrisiken zu prognostizieren und Engpässe zu beseitigen?
Antwort auf c) und d):
Wir haben im Rahmen unserer Beantwortung der Frage 2.1. bereist erläutert, dass wir die grundsätzliche Verantwortung für die Bereitstellung von festen FZK eindeutig dem FNB zuordnen. Ebenso haben wir in der Beantwortung des Fragenblocks 2.3. versucht nachvollziehbar darzustellen, dass ein KWP im Vergleich zu bereits im Markt etablierten und von der BNetzA regulierten LFZ keinen Mehrwert bietet. Im Gegenteil weist das KWP bei direkt vergleichbarer Wirkungsweise nicht nur potentiell ineffizientere Kosten auf, sondern konterkariert die der GasNZV und der Anreizregulierung zugrunde liegende Zielvorstellung eines möglichst diskriminierungsfreien und marktnahen Wettbewerbs. Da wir in der derzeitigen Diskussion im Hinblick auf das KWP kein zielführendes Entwicklungspotential erkennen können, lehnen wir ein solches, verpflichtendes DZK-Produkt für Kraftwerke im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab.

2.3.10. Sind Minimalbuchungszeiten beim KWP (z.B. länger als 1 Jahr) aus Sicht aller Marktteilnehmer und vor dem Hintergrund eines effizienten Netzausbaus sinnvoll?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.11. KWP im Vergleich zur „klassischen" DZK: wie bewerten Sie die Aussage der FNB, dass beim KWP eine andere Qualität im Zugang zum VHP bestünde? Konkret: sehen Sie einen Unterschied in der Unterbrechbarkeit zum VHP? Erahnen Sie hier Diskriminierungspotenzial?
Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt, also auch das KWP, im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.3.12. Spielen (neue) Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung zur Versorgung schützenswerter Kunden nach § 53a EnWG mit Fernwärme (z.B. Haushalte) eine besondere Rolle in der Frage nach einer angemessenen Kapazitätsbereitstellung durch den FNB?
Ist hier lediglich auf die Schützenswertigkeit zu achten, oder ist die Wettbewerbsebene im Fernwärmemarkt ebenso ein Kriterium?
-k.A.-

2.3.13. Sehen Sie ggf. Probleme bei der Bilanzierung von Gasmengen im Zusammenhang mit dem KWP-Design, insbesondere wenn die Einspeisepunkte Bestandteil des Produkts sind und Gasmengen in Engpasszeiten eben da nominiert werden?
Ist die Lösung über ein Subbilanzkonto „sauber" und einfach darzustellen?

Wir lehnen ein verpflichtendes DZK-Produkt im Rahmen des bedarfsgerechten Netzausbaus grundsätzlich ab, vgl. 2.3.

2.4. Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazität (TaK)

Die Anzahl unterschiedlicher Kapazitätsprodukte übersteigt bereits jetzt das aus Netznutzersicht erforderliche Angebot (feste FZK und unterbrechbare FZK). Die vorhandene und ggf. sich um TaK und KWP erweiternde Palette der Kapazitätsprodukte erschwert die Harmonisierung des europäischen Marktdesigns und die Handhabbarkeit der Kapazitäten seitens der Marktteilnehmer. Schon die jetzt vorhandenen Produkte stellen sowohl für Netznutzer als offenbar auch für die FNB eine gewisse Herausforderung dar. So hat es z. B. in der Vergangenheit bei Portfolien mit festen und unterbrechbaren Transportkapazitäten Unterbrechungen gegeben, die die Höhe der unterbrechbaren Transportkapazitäten überstiegen. Ursache für die Unterbrechung fester Kapazitäten war in konkreten Fällen nach Auskunft des FNB eine fehlende Differenzierbarkeit der Kapazitätstypen und nicht eine Gefährdung der Netzstabilität.

Das Kapazitätsprodukt TaK unterstellt eine strikte Korrelation zwischen Temperatur und Netzauslastung und verallgemeinert hierbei die Situation für das gesamte Transportsystem bzw. differenziert nur nach Zonen („Nord" und „Süd"). Tatsächliche Lastflüsse im System und die angestrebte Nutzung von Ein- und Ausspeisekapazitäten an Speichern werden damit nur sehr indirekt abgebildet. Mit dem Rückgang des Erdgasbedarfs für Raumwärme und mit der verstärkten Nutzung von Gaskraftwerken zum Ausgleich der fluktuierenden EEG-Stromerzeugung wird der Einfluss der Temperatur auf die tatsächlichen Lastflüsse im Ferngassystem weiter zurückgehen.

TaK haben für Netznutzer vor Bekanntgabe der Prognosetemperatur keinen Mehrwert im Vergleich zu unterbrechbaren Kapazitäten. Einzig die Temperaturfunktion, die auf Basis historischer Temperaturverteilungen Anhaltspunkte für die Unterbrechungswahrscheinlich gibt und die Umwandlung eines Teils der Kapazität in feste Kapazität am Vortag sind Vorteile gegenüber dem bereits verfügbaren unterbrechbaren Kapazitätsprodukt. Für die lang- bis mittelfristige Vermarktung hat der Speichernutzer jedoch keine Sicherheit bzgl. der Transportanbindung und somit der Vermarktbarkeit des Speichers.

Die Netzbetreiber wälzen somit das Unterbrechungsrisiko auf den Netznutzer ab und umgehen die Anwendung marktgerechter Instrumente zur Beseitigung von Netzengpässen. Darüber hinaus erhalten sie kein Signal über die Zahlungsbereitschaft der Netznutzer für die Absicherung von Transportkapazitäten.

2.4.1. Ist das Produkt TAK Ihrer Meinung nach ausreichend transparent und nachvollziehbar erläutert?
Sind Funktionsweise und praktische Anwendbarkeit des Produktes ausreichend dargestellt?
Welche zusätzlichen Informationen benötigen Sie zu dem TAK Produkt zusätzlich noch.

Die Grundzüge des Produktes sind beschrieben. Alarmierend ist jedoch der Hinweis auf die netzbetreiberspezifische Ausgestaltung des Produktes (s. S. 27 des NEP „Grundsätzliche Anmerkungen", 3. Spiegelpunkt)! Welche Abweichungen sind zwischen den einzelnen TAK-Produkten zu erwarten? Ebenso wenig ist die Notwendigkeit zur Einführung der Bereiche „Nord" und „Süd" gegenüber einem einheitlichen Produkt ausreichend belegt.

Inwieweit die operative Handhabbarkeit des Produktes gewährleistet ist, kann auf der vorliegenden Basis nicht beurteilt werden. Hier sei noch einmal auf die bereits jetzt vorhandenen Probleme bei der Abwicklung der derzeit gegebenen unterschiedlichen Produkte hingewiesen. Des Weiteren sollte für den Fall einer Einführung des Produkts der Vorschlag einer zeitlich befristeten Testphase aufrechterhalten werden.

2.4.2. Berechnungen der Bundesnetzagentur auf Grundlage der tatsächlichen Tagesmitteltemperaturen der Jahre 2011 und 2012 in den beiden Marktgebieten NCG und Gaspool haben gezeigt, dass eine Tagesmitteltemperatur < -10°C und > 20°C nur an wenigen Tagen im Jahr erreicht wurde. Sind die Temperaturgrenzen von 10 bzw. 5°C, 0°C und -10 °C für Einspeisekapazitäten und 5°C, 15°C und 20°C für Ausspeisekapazitäten Ihrer Ansicht nach sinnvoll gewählt? Bitte begründen Sie ihre Antwort und machen sie gegebenenfalls Alternativvorschläge.
Die aufgezeigten kritischen Punkte gelten unabhängig von den gewählten Parametern der Temperaturfunktion. Eine Justierung der Parameter behebt die Problematik nicht.

2.4.3. Bewerten Sie die dem Speicherprodukt beigefügte Kosten-Nutzen-Analyse. Halten Sie die zugrunde gelegten Daten und Annahmen für plausibel und sachgerecht?
Wie bewerten Sie den entgangenen Nutzen des TAK-Produktes je „Unterbrechungswahrscheinlichkeit" im Vergleich zu den ermittelten eingesparten Netzausbaukosten?
Die Unterstellung der vollständigen Preisinformation (ex-ante Kenntnis der Spotpreise für das gesamte Speicherjahr) entspricht nicht der Praxis der Speichervermarktung. Die wenigsten Speichernutzer werden die Kapazität ausschließlich auf Basis von Spotpreisen einlasten. Vielmehr ergibt sich eine preisgetriebene risikolose Speichereinlastung aus der Konstellation von Spot- zu Terminpreisen, i.e. der Speicher wird nur dann eingelastet, wenn der entsprechende Mengenausgleich am Terminmarkt mit positivem Deckungsbeitrag realisiert werden kann. Relevant sind für die Auswertung daher nicht nur Spotpreisverläufe, sondern auch die jedem Spotpreis zuzuordnende Forwardcurve des jeweiligen Handelstages.

Darüber hinaus wird der Optionswert eines Speichers außer Acht gelassen, der durch das Unterbrechungsrisiko beeinträchtigt wird. Der entgangene Nutzen durch das TAK-Produktes erscheint daher nicht vollständig erfasst.

2.4.4. Wie bewerten Sie die preisliche Einordnung des Produktes TAK und die Wahrscheinlichkeit der tatsächlichen Unterbrechung?

Die formulierte preisliche Einordnung ist wenig aussagekräftig. Die Abschläge auf das feste Kapazitätsprodukt müssen die Unterbrechbarkeit reflektieren und die ist für die mittel- bis langfristige Vermarktung analog anzusetzen, wie bei den unterbrechbaren Kapazitätsprodukten mit entsprechender Unterbrechungswahrscheinlichkeit. Auf eine kurzfristige Vermarktung sollte ohnehin zugunsten der bekannten Produkte „fest" und „unterbrechbar" verzichtet werden.

2.4.5. Halten Sie zusätzlich zu der jetzigen Ausgestaltung des TAK-Produktes eine Zuordnungsauflage für sinnvoll, die das Ziel verfolgt, dass zu jederzeit eine feste Versorgung möglich ist?
Wie könnte dies in der Praxis aussehen?
Als Marktteilnehmer sind wir grundsätzlich der Auffassung, dass die Komplexität der Produktlandschaft nicht noch weiter erhöht werden sollte.

2.4.6. Speicher werden sowohl marktgetrieben als auch saisonal gebucht und betrieben. Für die Bundesnetzagentur ist es derzeit schwer abschätzbar, in welchem Rahmen sich die Hintergründe von Speicherbuchungen anteilig bewegen – auch abhängig von Winter- und Sommerperioden.
Wie sehen die unterschiedlichen Fahrweisen eines Speichers aus (Grundlast/Mittellast/Spitzenlast)?
Wenn möglich, nennen Sie uns bitte Ihre Einschätzung. Gehen Sie bitte auch auf die derzeitige Winter-Sommer-Gaspreisspread-Situation ein. Gibt es aus Ihrer Sicht noch andere Möglichkeiten in Form von Kapazitätsprodukten, welche eine sowohl netzdienliche als auch gleichzeitig ausreichend flexible Speichernutzung bieten?
-k.A.-

2.4.7. Wie bewerten Sie die Aufteilung des Ansatzes von lediglich 50% TaK im NCG-Marktgebiet und 80% TaK im Gaspool-Marktgebiet und jeweils 50%/20% unterbrechbaren Kapazitäten für die Modellierung neuer Speicher?
Halten Sie einen Ansatz von 100% TaK in beiden Marktgebieten für angemessener?
-k.A.-

2.4.8. Das Frontier-Gutachten kommt zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen im Vergleich zur Kosten-Nutzen-Analyse im NEP Gas 2013 in der Bemessung der Kosten für Speicherbetreiber, die durch die Einführung von TaK entstehen können. Wie ist Ihre Einschätzung zu den weit auseinander liegenden Ergebnissen?
-k.A.-

2.5. H-Gas-Quellen
2.5.1. Wie schätzen Sie die gewählte Systematik zur Bestimmung der H-Gas-Quellenverteilung ein? Nennen Sie gegebenenfalls Alternativen.
-k.A.-
2.5.2. Sehen Sie an bestimmten Einspeisepunkten bzw. Einspeiseregionen einen konkreten Änderungsbedarf innerhalb der Quellenverteilung? Bitte begründen Sie ihre Antwort.

-k.A.-

2.5.3. Ist es aus Ihrer Sicht (auch unter Berücksichtigung der beschränkten Rechenkapazitäten der FNB) erforderlich, in künftigen Netzentwicklungsplänen mehrere unterschiedliche Varianten der H-Gas-Quellenverteilung zu berechnen? Sollten evtl. auch Extremszenarien berechnet werden (z.B. dass gesamte Einspeisemengen aus dem Westen, aus dem Nordosten oder aus dem Süden kommen)?

-k.A.-

3. Modellierungsansatz der Fernleitungsnetzbetreiber (Kapitel 3 Netzentwicklungsplan)

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

3.1.1. Gaskraftwerke

-k.A.-

3.1.2. Sonstige Anschlusspunkte zur Industrie

-k.A.-

3.1.3. Gasspeicher

-k.A.-

3.1.4. Grenz- bzw. Marktübergangspunkte

-k.A.-

3.1.5. nachgelagerte Verteilernetze (interne Bestellung)

Hinsichtlich des gewählten Ansatzes der FNB, die verbindlich angefragte interne Bestellung der nachgelagerten Netzbetreiber als Basisdaten heranzuziehen, ergibt sich für uns die Frage, ob die FNB diesem sinnvollen Grundsatz auch tatsächlich nachgekommen sind. In Bezug auf einen unserer Gasverteilnetzbetreiber, die EnBW Regional AG (REG), können wir anhand der Anlage 1 „Inputliste Modellierung" nicht nachvollziehen, wie der o.a. Grundsatz mit den dort für 2013 angesetzten Startwerten des RC EnBW Stuttgart i.H.v. 5031 MWh/h/a bzw. des RC EnBW Nord i.H.v. 195 MWh/h/a vereinbar sein soll. Im Rahmen der internen Bestellung für 2013 wurden im Vergleich zu diesen Werten von der REG beim vorgelagerten Netzbetreiber, der terranets bw GmbH (Terranets), am RC EnBW Stuttgart 6205 MWh/h/a bzw. am RC EnBW Nord 195 MWh/h/a verbindlich bestellt, von denen der FNB aber am nur 5030 MWh/h/a bzw. nur 194 MWh/h/a fest bestätigen konnte. Um den Netzausbau bedarfsgerecht modellieren zu können, muss jedoch der ursprünglich verbindlich angefragte Interne-Bestell-Wert (6205 bzw. 195 MWh/h/a) und nicht der final vereinbarte Interne-Bestell-Wert als Startwert herangezogen werden, da Ersterer den eigentlichen Bedarf des nachgelagerten Netzes widerspiegelt. Da sich ein ähnlicher Widerspruch auch für die RC EnBW-ODR, ESW-Nordbaden und ESW-Ost feststellen lässt, liegt der Schluss nahe, dass die FNB hier den final vereinbarten und nicht den verbindlich bestellten Wert als Startwert ansetzen. Dieses Vorgehen würde dazu führen, dass sich die prekäre Lage in den Netzgebieten Süddeutschlands weiter zuspitzt, da nicht vereinbarte unterbrechbare Anteile der Internen Bestellung vernachlässigt würden, obwohl der entsprechende Bedarf nachweislich existiert. Wir fordern deshalb die BNetzA auf, sicherzustellen, dass die FNB dem in Ihre Prämissen geschriebenen Grundsatz nachkommen, *„die verbindlich angefragten internen Bestellungen der nach-*

gelagerten Netzbetreiber" (S. 35 oben) in allen Modellierungsvarianten als Startwerte anzusetzen.

Außerdem ist, analog zur bisherigen Prozessbeschreibung der FNB, im Rahmen der Ermittlung der Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber der Einfluss aller drei Größen „Gasmengenentwicklung", „Interne Bestellung" und „Langfristprognosen für Interne Bestellung" zu plausibilisieren. Diesem Grundsatz sollte aufgrund seiner Allgemeingültigkeit in allen Modellierungsvarianten nachgekommen werden. Ein anderes Vorgehen würde grundsätzlichen wissenschaftlichen Prinzipien widersprechen, weil man wissentlich falsche Basisdaten verwenden würde. Wenn z.B. ein nachgelagerter Netzbetreiber plausibel belegen kann, dass sich seine Interne Bestellung innerhalb des betrachteten Zeitraums von zehn Jahren aufgrund nachweisbarer struktureller Veränderungen maßgeblich verändern wird, dann kann dieser Realsachverhalt nicht aufgrund der systemimmanent unscharfen Top-Down-Prognosewerte aus dem entsprechenden Gasbedarfsszenario von Prognos negiert werden. Grundsätzlich sollte plausibel belegbaren, regional prognostizierten Bedarfsveränderungen im Rahmen der Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber mehr Bedeutung beigemessen werden, als den stark Globalprämissen-getriebenen Prognos-Schätzungen, i.e. man sollte einem Bottom-Up-Ansatz ggü. einem Top-Down-Ansatz dort Vorrang gewähren, wo sich die zugrunde liegenden Annahmen als plausibel erweisen.

[redacted]

3.2. Kriterien für die Ermittlung der Netzausbaukosten. Halten Sie die gewählten Kostenansätze für sachgerecht? Wenn nein, nennen Sie Alternativen.
-k.A.-

4. Das heutige Fernleitungsnetz und Stand der Umsetzungen des NEP 2012
-k.A.-

5. Besonderheiten der L-Gas Versorgung
5.1. Sind die gewählten Kriterien zur Findung der Umstellungsbereiche nachvollziehbar? Sollten weitere Kriterien in die Entscheidung einbezogen werden?

-k.A.-

5.2. Erfüllen die gewählten Umstellungsgebiete aus Ihrer Sicht die genannten Kriterien? Bitte begründen Sie ihre Antwort.

-k.A.-

5.3. Halten Sie ein alternatives Vorgehen bei der Marktraumumstellung für sinnvoller? Sollte eventuell die Umstellung einer kompletten L-Gas-Importleitung bzw. eines L-Gas GÜP geprüft werden? Damit könnte die Leistungsbilanz der restlichen LGas Gebiete stärker entlastet werden. Benennen Sie gegebenenfalls aus Ihrer Sicht geeignete Leitungen/GÜP.

-k.A.-

6. Analyse historischer Unterbrechungen

6.1. Tatsächliche Unterbrechungen können ein sinnvoller Indikator für einen notwendigen Netzausbau sein. Stellt die gewählte Schwelle von einem Prozent bezogen auf die Unterbrechungsdauer im Betrachtungszeitraum aus Ihrer Sicht eine angemessene Schwelle dar, ab der tatsächliche Unterbrechungen in die Analyse einzubeziehen sind? Falls nein, nennen Sie mögliche Alternativen.

Uns erschließt sich nicht, warum es in diesem Zusammenhang eines Schwellenwertes bedarf. Es sollte darum gehen das Ausmaß aller Unterbrechungen zu erfassen. Der für so eine Erhebung notwendige Aufwand kann sich eigentlich nicht wesentlich von dem für die Erfassung bis zu einem Schwellenwert unterscheiden, da der Erhebungsprozess sogar vergleichsweise weniger komplex sein müsste.

Außerdem mag die tatsächliche Unterbrechung unterbrechbarer oder gar fester Kapazitäten ein sinnvoller Indikator für einen notwendigen Netzausbau bzw. den Einsatz marktbasierter Mechanismen zur Kapazitätsbereitstellung sein, doch darf hierbei nicht vergessen werden, dass der primäre Indikator die Anmeldung des Bedarfs an festen FZK im Vergleich zur technischen Kapazität sein sollte. So kann eine Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten insbesondere an den (in der unter 4.8 des NEP beschriebenen Analyse nicht betrachteten) Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzen dazu führen, dass es zu einer erheblichen Gefährdung der Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystem in den jeweiligen Netzgebieten kommt, welche nur noch über Abschalt-Maßnahmen nach § 16 Abs. 2 EnWG zu bewältigen ist. Ähnlich schwerwiegend sind die Konsequenzen bei Netznutzern bzw. –kunden, die eigentlich auf unterbrechungsfreie FZK angewiesen wären und diese auch beim FNB anfragen, von diesem jedoch lediglich unterbrechbare FZK zugeteilt bekommen. Auch hier kann eine gering anmaßende Unterbrechung von wenigen Stunden im Jahr zu erheblichen wirtschaftlichen Konsequenzen führen.

Es sollten deshalb alle Unterbrechungen erfasst und transparent dargestellt werden.

6.2. Ist die Darstellung der Analyse ausreichend transparent und nachvollziehbar; sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Informationen für Sie als Netznutzer enthalten?
Es ist unserer Meinung nach nicht notwendig in der Liste von Unterbrechungen (Anlage 6 des NEP) die Bezeichnung der betroffenen Netzkopplungspunkte gegenüber nachgelagerten Netzbetreibern zu anonymisieren.

Sind die Ergebnisse der Analyse nachvollziehbar?
Für sich genommen ist das Ergebnis dieser Analyse nicht aussagekräftig, sondern muss im Rahmen der Modellierungsvarianten Berücksichtigung finden.

Zudem ist nicht nachvollziehbar, was aus Sicht der FNB unter den Tatbestand einer „ausreichenden Sicherheit" fällt, die einen entsprechenden Netzausbaubedarf bedingen würde.

Sind die dargestellten Maßnahmen Ihrer Ansicht nach geeignet, die aufgetretenen Unterbrechungen in Zukunft zu vermeiden bzw. auf ein annehmbares Maß zu reduzieren?
Die wenigen Ausbaumaßnahmen, die wahrscheinlich sogar auch unabhängig von den Unterbrechungen realisiert worden wären, werden auch nur an den jeweils spezifischen Punkten für die Reduzierung der Unterbrechungsdauer sorgen, während an der Mehrzahl der untersuchten Punkte keine Reduzierung der Unterbrechungshäufigkeit für die Zukunft zu erwarten ist.

6.3. Nennen sie gegebenenfalls konkrete Netzausbaumaßnahmen, die sich Ihnen zur Vermeidung von historischen und womöglich wiederholenden Unterbrechungen aufdrängen?
Welche Rückschlüsse ziehen Sie außerdem aus der Unterbrechungsanalyse? Gehen Sie hier nach Möglichkeit auf konkrete Punkte ein.
Die Engpass-Situation im Februar 2012 hat deutlich gemacht, dass insbesondere der Süden Deutschlands (Baden-Württemberg und Bayern) durch den Übergang in das regulierte Regime (Wegfall vieler Speicher/Abschaltverträge/bzw. LFZ) mit Problemen bei der Kapazitätsbereitstellung zu kämpfen hat. Auch wenn aus der Analyse im Abschnitt 4.8 des NEP hier keinerlei Ausbaumaßnahmen resultieren, erachten wir insbesondere die Erhöhung der für diese Region verfügbaren Kapazitäten auf der TENP für unumgänglich und zeitnah umzusetzen (vgl. 7.9.). Nur so kann eine vergleichbar kritische Situation für die Zukunft ausgeschlossen werden.

6.4. Die Gasversorgungssituation im Februar 2012 wurde im Rahmen der Analyse der historischen Unterbrechungen nicht betrachtet. Wäre es Ihrer Meinung nach sachgerecht die im Zeitraum vom 01.02.2012 bis 16.02.2012 vorgenommenen Unterbrechungen Ihrer Meinung nach in die Analyse mit einzubeziehen?
Die Situation im Februar 2012 im Rahmen der Analyse historischer Unterbrechungen auszublenden ist insofern fahrlässig, als dass es das Ziel dieses Abschnitts des NEP sein sollte, die derzeitige Kapazitäts- bzw. Engpasssituation im deutschen Fernleitungsnetz darzustellen. Der Verweis darauf, dass die betreffende Februar-Situation bereits an anderer Stelle aufgearbeitet wurde, darf deshalb hier nicht als Begründung für eine Vernachlässigung gelten.

7. Ergebnisse der Modellierung (Kapitel 5 Netzentwicklungsplan)
7.1. Grundsätzliche Anmerkungen zu den Ergebnissen aus der Modellierung: Ist die Darstellung der Netzausbaumaßnahmen (Projekte) je Variante ausreichend transparent und nachvollziehbar; sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Informationen für Sie als Netznutzer enthalten?
Wie bewerten Sie die getrennte Darstellung der Ergebnisse nach H- und L-Gas?
7.2. Wie bewerten Sie die zur Durchführung vorgeschlagene Modellierungsvariante IIc inhaltlich?
Sind hierin Ihrer Meinung nach alle notwendigen Projekte enthalten, um einen bedarfsgerechten Netzausbau sicherzustellen?
Fehlen Ihrer Meinung nach bestimmte Netzausbaumaßnahmen oder sind bestimmte Maßnahmen nicht notwendig?
7.3. NEP Vorschlag der FNB (Kapitel 6.2). Bildet diese Variante für Sie zusammen mit den Erkenntnissen aus der Kosten-Nutzen-Analyse den gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau im Gasfernleitungsnetz ab? Bitte begründen Sie ihre Antwort.
7.4. Wenn nein, welche Variante bildet für Sie zusammen mit den Erkenntnissen aus der Kosten-Nutzen-Analyse den gesamtwirtschaftlich effizienten Netzausbau im Gasfernleitungsnetz ab?
Könnten auch Kombinationen von Varianten in Frage kommen? Bitte begründen Sie Ihre Antwort.
Antwort auf 7.1. bis 7.4. (vgl. Antwort auf 2.1.):
Grundsätzlich gilt für alle Modellierungsvarianten, dass lediglich diejenigen Varianten beschlussfähig sein können, die auf klar definierten, transparenten Ansätzen beruhen. Da im Hinblick auf die Kapazitätsprodukte KWP und TaK bisher weder die Notwendigkeit, noch die konkrete Ausgestaltung belegt bzw. vorgestellt wurde, fehlen diesbezüglich grundlegende, erforderliche Informationen gemäß § 15a Abs. 2 EnWG (vgl. Fragenblock 2.3 bzw. 2.4). Eine Modellierungsvariante, die diese Produkte beinhaltet, kann dementsprechend nicht für den verbindlichen Netzausbau herangezogen werden. Folglich sind weder die von den FNB präferierte Modellierungsvariante II c) noch die Varianten II a), II b) und II e) für die Durchführung des bedarfsgerechten Netzausbaus heranzuziehen.

Da sich von den verbleibenden beiden Modellierungsvarianten II d) und II f) letztere als Extrembetrachtung (100% feste FZK, ob man will oder nicht) per definitionem als potentielle Grundlage für die Netzausbaumaßnahmen disqualifiziert, erscheint aus unserer Sicht derzeit lediglich die leider nur indikativ berechnete Variante II d) eine weitestgehend valide Basis für die Netzmodellierung zu sein. In den Netzentwicklungsplänen der nächsten Jahre, sollte jedoch eine Weiterentwicklung dieser Modellierungsvariante verfolgt werden.

Auf Basis der derzeit von den FNB zur Verfügung gestellten Informationen bedarf es einer Modellierungsvariante, bei der prinzipiell dort feste freizuordenbare Kapazitäten (feste FZK) modelliert werden, wo diese entsprechend angefragt bzw. benötigt werden. Die Berücksichtigung der Nachfrage ist u.a. gemäß §17 Abs. 1 GasNZV explizit vorgesehen:

„Neben Erkenntnissen, die sich aus objektiven Kriterien ergeben können, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auch ***Erkenntnisse aus verbindlichen Marktbefragungen über den aus Sicht des Marktes bestehenden langfristigen, verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf,*** *die sie bei den Transportkunden durchgeführt haben. Hiermit wird gewährleistet, dass der ermittelte Kapazitätsbedarf nicht künstlich durch unbegründete oder nur kurzfristige Anfragen überhöht wird und bereits vorübergehende vertragliche Engpässe gegebenenfalls einen Netzausbau auslösen können.* ***Gleichzeitig wird jedoch gewährleistet, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden angemessen berücksichtigt werden kann.*** *"*(BR 312/10: Begründung zu § 17 Abs. 1).

Dieses Prinzip sollte sich sowohl auf Bestands- als auch auf Neuanschlusskunden im Fernleitungsnetz, also auf Untergrundspeichern, Kraftwerke, Industrie und nachgelagerte Netzbetreiber, erstrecken und die grundsätzliche Möglichkeit zur Gewährleistung der freien Zuordenbarkeit gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV (insbesondere über LFZ) berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die in § 9 Abs. 3 GasNZV beschriebenen Maßnahmen in der dort vorgesehenen Reihenfolge und im Verhältnis zur Bereitstellung fester zuordnungsfreier Kapazitäten (i.e. feste FZK) nachrangig zu bewerten sind:
„Absatz 3 Satz 1 verpflichtet die Netzbetreiber, Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zu prüfen, die das Ziel haben, im jeweils benötigten Umfang verfügbare Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Je mehr Kapazitätsrechte zur Verfügung gestellt werden, desto besser sind grundsätzlich die Voraussetzungen, ***um eine Belebung des Wettbewerbs auf den Gasmärkten zu erreichen.*** *Bei der Prüfung der möglichen Maßnahmen haben die Netzbetreiber* ***die in Satz 2 angegebene Prüfungsreihenfolge einzuhalten, die von der geringsten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit bis zur Maßnahme mit der größten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit reicht.*** *Die Nachfrage nach Lastflusszusagen (Satz 2 Nummer 1), die Vorgaben zu Zuordnungsauflagen (Satz 2 Nummer 2) und der Ausschluss einzelner Punkte von der freien Zuordenbarkeit (Satz 2 Nummer 3)* ***sind so gering wie möglich zu halten, um eine mögliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs bzw. gegebenenfalls vorhandenes Diskriminierungspotential so weit wie möglich zu reduzieren****. Hierzu ist es nach Satz 3 auch erforderlich, dass die kapazitätserhöhenden Maßnahmen transparent und diskriminierungsfrei beschafft werden. Satz 4 bestimmt, dass die Maßnahmen des Satz 2 erforderlichenfalls in der dort genannten Reihenfolge vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ergreifen sind.* ***Dies gewährleistet, dass die Flexibilität des Gasmarktes in möglichst geringem Umfang beeinträchtigt wird.*** *Satz 5 sieht vor diesem Hintergrund auch vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem* ***Ziel zusammenarbeiten sollen, kapazitätserhöhende Maßnahmen nur in möglichst geringem Umfang anzuwenden.*** *"*(BR 312/10: Begründung zu § 9 Abs. 3)

Das Ziel ist dabei eindeutig die möglichst umfangreiche Bereitstellung fester FZK:
"Führt die Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Absatz 1 und 2 zu dem Ergebnis, dass sie nicht in ausreichendem Maß frei zuordenbar angeboten werden können, ***haben Fernleitungsnetzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maß-***

***nahmen zu prüfen, die das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten erhöhen**.*" (§ 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV)

Zudem sollte in erster Linie gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 8 Abs. 2 GasNZV beim bedarfsgerechten Netzausbau der Prämisse Rechnung getragen werden, dass auch in Bezug auf feste FZK die Nachfrage das Angebot bestimmt:
„Absatz 1 benennt die Kapazitätsprodukte, die von Fernleitungsnetzbetreibern mindestens anzubieten sind [i.e. unterbrechbare FZK und feste FZK]. *Darüber hinaus steht es Fernleitungsnetzbetreibern frei, weitere Kapazitätsprodukte anzubieten,* ***wenn dafür ein Marktbedürfnis besteht***.*"* (BR 312/10: Begründung zu § 11)

Die Formulierung des § 11 Abs. 1 GasNZV und die entsprechende Verordnungsbegründung zeigen die deutliche Priorisierung der Bereitstellung von FZK gegenüber sonstigen potentiellen Kapazitätsprodukten, für die zudem eindeutig die bestehende Nachfrage am Markt als notwendige Bedingung zu sehen ist. Die notwendigen Netzausbaumaßnahmen durch die Einbeziehung marktbeschränkender Kapazitätsprodukte künstlich über die ohnehin schon restriktive Betrachtung eines moderaten (sprich sinkenden) Gasbedarfsszenario hinaus zu reduzieren widerspricht somit nicht nur der Intention des Verordnungsgebers im Hinblick auf Kapazitätsprodukte, sondern auch dem Grundgedanken der Regulierung in Bezug auf die diskriminierungsfreie Bereitstellung einer ausreichend dimensionierten Infrastruktur sowie der durch § 15a Abs. 1 S. 4 EnWG vorgegebenen Berücksichtigung angemessener Annahmen über die Entwicklung des Verbrauchs von Gas.

Grundsätzlich darf in einen bedarfsgerechten Netzentwicklungsplan im Sinne der geltenden Vorgaben deshalb als Inputgröße lediglich die Nachfrage nach festen FZK einfließen. Wie dieser Bedarf von Seiten der FNB gedeckt wird (ob durch Netzausbau, LFZ, oder sonstige den FNB zur Verfügung stehende Instrumente), ist zwar Kernbestandteil der Modellierung und eine originäre Aufgabe der FNB im Rahmen der Optimierung ihrer technischen Kapazitäten, jedoch muss das unbestrittene Ergebnis dieser Modellierung die Befriedigung der Nachfrage nach festen FZK sein (vgl. Abbildung 1).

7.5. Wie bewerten Sie die vorgelegten Maßnahmenkataloge der anderen Varianten 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? Bitte kennzeichnen Sie bei Ihrer Antwort, zu welcher Variante Sie Stellung nehmen!
Es wäre anmaßend seitens der Marktteilnehmer für sich in Anspruch zu nehmen einzelne aus der Modellierung eines Bedarfsszenarios resultierende Netzausbaumaßnahmen berechnen zu können. Der IT-gestützte Berechnungsprozess muss neben den (Bedarfs-)Eingangsgrößen auch die jeweiligen Netzeigenschaften, die Wechselwirkungen zwischen den Netzen, Lastflüsse, etc. berücksichtigen. Die FNB nutzen hierfür teilweise ihre individuell angepassten Berechnungsprogramme. Eine Abschätzung der Notwendigkeit einzelner aus der Modellierung

resultierender Maßnahmen kann deshalb von Marktteilnehmern nicht vorgenommen und die Angemessenheit dieser Maßnahmen nicht nachvollzogen werden.

Für die Modellierung muss jedoch grundsätzlich davon ausgegangen werden können, dass die einfließenden Gasbedarfe (i.e. Nachfrage nach fester FZK) durch die daraus resultierenden Maßnahmen in Verbindung mit dem den FNB zur Verfügung stehenden Instrumentarium befriedigt werden können (vgl. Abbildung 1). Aus Marktteilnehmersicht sowie aus Sicht der nachgelagerten Netzbetreiber ist somit die Plausibilisierung der Eingangsparameter von entscheidender Bedeutung.

Deshalb sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass es nicht sein darf, dass diese Gasbedarfe (i.e. Nachfrage nach fester FZK) über die Konstruktion nicht praktikabler und rechtlich fragwürdiger Kapazitätsprodukte, oder die Vernachlässigung gesicherter Erkenntnisse im Verteilnetz künstlich kupiert werden. Wenn die (Bedarfs-)Eingangsgrößen in die Modellierung auf diese Weise vorsätzlich verfälscht werden, dann kann im Ergebnis kein bedarfsgerechter Netzausbau resultieren.

7.6. Potenzielle Weiterentwicklung der Netzmodellierungsvorgaben: Welche Modellierungsvarianten sollten Ihrer Meinung nach mit dem Blick auf das Ausbauergebnis im NEP 2014 fortgeführt werden?
Wie in unserer Antwort auf 2.1. beschrieben, erscheint aus unserer Sicht derzeit lediglich die leider nur indikativ berechnete Variante II d) eine weitestgehend valide Basis für die Netzmodellierung zu sein. In den Netzentwicklungsplänen der nächsten Jahre, sollte jedoch analog zu den u.a. Überlegungen eine Weiterentwicklung dieser Modellierungsvariante verfolgt werden.

Welche alternative Modellierungsvariante wäre aus Ihrer Sicht mit Blick auf künftige Netzentwicklungspläne vorstellbar?
Vgl Antwort auf 2.1.:
Auf Basis der derzeit von den FNB zur Verfügung gestellten Informationen bedarf es einer Modellierungsvariante, bei der prinzipiell dort feste freizuordenbare Kapazitäten (feste FZK) modelliert werden, wo diese entsprechend angefragt bzw. benötigt werden. Die Berücksichtigung der Nachfrage ist u.a. gemäß § 17 Abs. 1 GasNZV explizit vorgesehen:

„Neben Erkenntnissen, die sich aus objektiven Kriterien ergeben können, berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auch ***Erkenntnisse aus verbindlichen Marktbefragungen über den aus Sicht des Marktes bestehenden langfristigen, verbindlich benötigten Kapazitätsbedarf,*** *die sie bei den Transportkunden durchgeführt haben. Hiermit wird gewährleistet, dass der ermittelte Kapazitätsbedarf nicht künstlich durch unbegründete oder nur kurzfristige Anfragen überhöht wird und bereits vorübergehende vertragliche Engpässe gegebenenfalls einen Netzausbau auslösen können.* ***Gleichzeitig wird jedoch gewährleistet, dass dauerhaft bestehender Kapazitätsbedarf der Transportkunden angemessen berücksichtigt werden kann.*** *“* (BR 312/10: Begründung zu § 17 Abs. 1).

Dieses Prinzip sollte sich sowohl auf Bestands- als auch auf Neuanschlusskunden im Fernleitungsnetz, also auf Untergrundspeichern, Kraftwerke, Industrie und nachgelagerte Netzbetreiber, erstrecken und die grundsätzliche Möglichkeit zur Gewährleistung der freien Zuordenbarkeit gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV (insbesondere über LFZ) berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass die in § 9 Abs. 3 GasNZV beschriebenen Maßnahmen in der dort vorgesehenen Reihenfolge und im Verhältnis zur Bereitstellung fester zuordnungsfreier Kapazitäten (i.e. feste FZK) nachrangig zu bewerten sind:
„Absatz 3 Satz 1 verpflichtet die Netzbetreiber, Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung zu prüfen, die das Ziel haben, im jeweils benötigten Umfang verfügbare Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten ausweisen zu können. Je mehr Kapazitätsrechte zur Verfügung gestellt werden, desto besser sind grundsätzlich die Voraussetzungen, ***um eine Belebung des Wettbewerbs auf den Gasmärkten zu erreichen.*** *Bei der Prüfung der möglichen Maßnahmen haben die Netzbetreiber* ***die in Satz 2 angegebene Prüfungsreihenfolge einzuhalten, die von der geringsten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit bis zur Maßnahme mit der größten Beeinträchtigung der freien Zuordenbarkeit reicht.*** *Die Nachfrage nach Lastflusszusagen (Satz 2 Nummer 1), die Vorgaben zu Zuordnungsauflagen (Satz 2 Nummer 2) und der Ausschluss einzelner Punkte von der freien Zuordenbarkeit (Satz 2 Nummer 3)* ***sind so gering wie möglich zu halten, um eine mögliche Beeinträchtigung des Wettbewerbs bzw. gegebenenfalls vorhandenes Diskriminierungspotential so weit wie möglich zu reduzieren****. Hierzu ist es nach Satz 3 auch erforderlich, dass die kapazitätserhöhenden Maßnahmen transparent und diskriminierungsfrei beschafft werden. Satz 4 bestimmt, dass die Maßnahmen des Satz 2 erforderlichenfalls in der dort genannten Reihenfolge vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ergreifen sind.* ***Dies gewährleistet, dass die Flexibilität des Gasmarktes in möglichst geringem Umfang beeinträchtigt wird.*** *Satz 5 sieht vor diesem Hintergrund auch vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem* ***Ziel zusammenarbeiten sollen, kapazitätserhöhende Maßnahmen nur in möglichst geringem Umfang anzuwenden.****“* (BR 312/10: Begründung zu § 9 Abs. 3)

Das Ziel ist dabei eindeutig die möglichst umfangreiche Bereitstellung fester FZK:
“Führt die Berechnung der Ein- und Ausspeisekapazitäten nach Absatz 1 und 2 zu dem Ergebnis, dass sie nicht in ausreichendem Maß frei zuordenbar angeboten werden können, ***haben Fernleitungsnetzbetreiber wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen zu prüfen, die das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten erhöhen****.“* (§ 9 Abs. 3 S. 1 GasNZV)

Zudem sollte in erster Linie gemäß § 11 Abs. 1 EnWG und § 8 Abs. 2 GasNZV beim bedarfsgerechten Netzausbau der Prämisse Rechnung getragen werden, dass auch in Bezug auf feste FZK die Nachfrage das Angebot bestimmt:
„Absatz 1 benennt die Kapazitätsprodukte, die von Fernleitungsnetzbetreibern mindestens anzubieten sind (i.e. unterbrechbare FZK und feste FZK). *Darüber hinaus steht es Fernleitungsnetzbetreibern frei, weitere Kapazitätsprodukte anzubieten,* ***wenn dafür ein Marktbedürfnis besteht****.“* (BR 312/10: Begründung zu § 11)

Die Formulierung des § 11 Abs. 1 GasNZV und die entsprechende Verordnungsbegründung zeigen die deutliche Priorisierung der Bereitstellung von FZK gegen-

über sonstigen potentiellen Kapazitätsprodukten, für die zudem eindeutig die bestehende Nachfrage am Markt als notwendige Bedingung zu sehen ist. Die notwendigen Netzausbaumaßnahmen durch die Einbeziehung marktbeschränkender Kapazitätsprodukte künstlich über die ohnehin schon restriktive Betrachtung eines moderaten (sprich sinkenden) Gasbedarfsszenario hinaus zu reduzieren widerspricht somit nicht nur der Intention des Verordnungsgebers im Hinblick auf Kapazitätsprodukte, sondern auch dem Grundgedanken der Regulierung in Bezug auf die diskriminierungsfreie Bereitstellung einer ausreichend dimensionierten Infrastruktur sowie der durch §15a Abs. 1 S. 4 EnWG vorgegebenen Berücksichtigung angemessener Annahmen über die Entwicklung des Verbrauchs von Gas.

Grundsätzlich darf in einen bedarfsgerechten Netzentwicklungsplan im Sinne der geltenden Vorgaben deshalb als Inputgröße lediglich die Nachfrage nach festen FZK einfließen. Wie dieser Bedarf von Seiten der FNB gedeckt wird (ob durch Netzausbau, LFZ, oder sonstige den FNB zur Verfügung stehende Instrumente), ist zwar Kernbestandteil der Modellierung und eine originäre Aufgabe der FNB im Rahmen der Optimierung ihrer technischen Kapazitäten, jedoch muss das unbestrittene Ergebnis dieser Modellierung die Befriedigung der Nachfrage nach festen FZK sein (vgl. Abbildung 1).

Sollten ggf. Modifizierungen der Modellierungsvarianten vorgenommen werden? Bitte benennen Sie zu modifizierenden Parameter konkret und machen sie Vorschläge.
Die Modellierungsvariante II d) sollte insofern überarbeitet werden, als dass es den FNB möglich sein sollte Abstand von Pauschalannahmen zu nehmen und stattdessen über eine entsprechende Abfrage 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 zu bekommen. Eine solche Abfrage bei den Marktteilnehmern und nachgelagerten Netzbetreibern bedingt verständlicherweise ein Höchstmaß an Transparenz, um den Betroffenen die jeweiligen, individuell resultierenden Kapazitätsbedarfsannahmen im NEP widerzuspiegeln.

Welche Varianten sollten dafür wegfallen, um die Anzahl der Variationen angemessen zu begrenzen?
Sämtliche Modellierungsvarianten, die auf den marktbeschränkenden Kapazitätsprodukten beruhen, entbehren einer rechtlichen und volkswirtschaftlichen Grundlage und sollten dementsprechend nicht weiter verfolgt werden.

7.7. Halten Sie eine Modellierungsvariante ohne den Einbezug von Lastflusszusagen für sinnvoll?
Grundsätzlich sollte ein bedarfsgerechter und effizienter Netzausbau auch marktbasierten Kapazitätsmechanismen, insbesondere LFZ, Rechnung tragen. 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.

7.8. Versorgungssicherheits-Szenario

7.8.1. Wie bewerten Sie die Ergebnisse des berechneten Versorgungssicherheitsszenarios in Kapitel 5.8? Halten Sie die dargestellten Möglichkeiten für ausreichend bzw. die Risiken für akzeptabel?

Für sich genommen ist das Ergebnis dieser separaten Modellierungsvariante nicht aussagekräftig, sondern muss im Rahmen der anderen Modellierungsvarianten Berücksichtigung finden.

7.8.2. Sind die dargelegten Baumaßnahmen Ihrer Meinung nach ausreichend?

-k.A.-

7.9. Bewertung konkreter einzelner Netzausbaumaßnahmen

Bewertung einzelner individueller Anschlussbegehren (z.B. neue Gaskraftwerke oder Speicheranfragen etc.). Sind ggf. einzelne Bedarfe nicht ausreichend umgesetzt? Bei Stellungnahmen zu einzelnen Ausbaumaßnahmen geben Sie bitte die Identifikationsnummer der Maßnahmen an.

Eine der in Kapitel 6 aus allen Modellierungsvarianten resultierenden Netzausbaumaßnahmen ist die Nordschwarzwaldpipeline (NOS; ID-Nr. 069-01) als zu errichtende Infrastruktur der Terranets. Es ist für uns in diesem Zusammenhang jedoch nicht nachvollziehbar, warum in einer zwischen FNB abgestimmten Modellierung eine explizite Bemerkung enthalten ist, die darauf hinweist, dass eine planerische Inbetriebnahme der NOS im Jahr 2015 nur dann möglich sei, wenn die *„Kapazität aus vorgelagerten Netzebenen rechtzeitig als feste Kapazität garantiert wird"* (NEP S. 165). Diese Konditionierung des Baus der Pipeline ist sowohl aus volkswirtschaftlichen als auch aus gaswirtschaftlichen Überlegungen heraus selbstverständlich. Nur wenn in den vorgelagerten Pipelines, wie der TENP, die verbindlichen Voraussetzungen dafür geschaffen sind, dass entsprechende Aufspeisekapazitäten ausreichend zur Verfügung stehen, ist der Bau der NOS sinnvoll. Da es sich bei der Erstellung des NEP und der Modellierung der Netzausbaumaßnahmen jedoch um ein abgestimmtes Gemeinschaftsprodukt aller 17 deutschen FNB handeln sollte, müsste die Bereitstellung der entsprechenden Kapazitäten im Rahmen der Modellierung berücksichtigt worden sein. Wir gehen deshalb davon aus, dass die aus dem NEP resultierende Maßnahme NOS auch über entsprechende Maßnahmen auf der der Terranets vorgelagerten Ebene (insbesondere der TENP) abgedeckt ist. In diesem Zusammenhang sehen wir die Ertüchtigung der TENP für Reverse Flows (ID-Nr. 051-02) als sehr wichtig an. Eine verzögerte Ertüchtigung der TENP, die im Maßnahmenplan mit einer planerischen Inbetriebnahme zum 01.10.2018 angesetzt ist, darf nicht dazu führen, dass sich andere Ausbaumaßnahmen, wie die NOS, verzögern. Sollte es absehbar sein, dass das Projekt Reversierung TENP nicht rechtzeitig fertig wird, um die notwendigen Kapazitäten für die NOS bereitzustellen, dann müssen schnellstmöglich alternative H-Gas-Bezugsquellen und, damit unmittelbar verknüpft, geeignetere Netzausbaumaßnahmen in den der Terranets vorgelagerten Netzen Garant dafür sein, dass der dort notwendige Netzausbau nicht unnötig ineffizient verschleppt wird.

Wir sehen bei den FNB wie auch bei der BNetzA deshalb die unbedingte Notwendigkeit, größte Sorgfaltspflicht hinsichtlich der vorgestellten Maßnahmen walten zu lassen. So ist nicht nur der Bedarf an mehr Kapazität kritisch zu prüfen, sondern auch die Einhaltung der entsprechend notwendigen Voraussetzung auf vorgelagerten Netzebenen sicherzustellen. Eine NOS, die nicht genügend aufgespeist werden kann, führt zwangsläufig zu ineffizient hohen Netzkosten und schwächt damit die regionale Wettbewerbsfähigkeit von Gas.

Zudem hat die EnBW sich immer dafür stark gemacht, ein strenges Engpassmanagement im Kurz- und Langfristbereich zu implementieren, um u.a. stranded investments im Netzbereich zu verhindern. Das bedeutet, dass etwaige bestehende vertragliche Engpässe beseitigt werden sollten, bevor eine Netzinvestition getätigt wird. Daher sehen wir die BNetzA auch grundsätzlich in der Pflicht zu überprüfen, inwiefern vorhandene Regelungen im Rahmen des Engpassmanagement bereits ausgereizt sind.

8. Voraussetzungen/Bedingungen der FNB für Netzausbaumaßnahmen (Kapitel 6.1)
-k.A.-

9. Power-to-Gas (Kapitel 7.1 Netzentwicklungsplan)
9.1. Wie bewerten Sie den methodischen Ansatz zur Identifikation von möglichen Standorten für Power to Gas-Anlagen?
-k.A.-
9.2. Teilen Sie den Ansatz, biogenes CO2 auszuschließen, insbesondere vor dem Hintergrund der räumlichen Verteilung von Biogasanlagen in Wind-/PV-starken Regionen, den Ausbauzielen für Biogas aus § 31 GasNZV und den Voraussetzungen für die Netzanschlussprivilegierung aus § 3 Nr. 10c EnWG?
-k.A.-
9.3. Ist es sinnvoll, weitere/andere Standorte zu betrachten, unter der Voraussetzung, dass sie über ausreichende Kohlenstoffdioxid-Vorkommen, geeignete Strom- und Gasnetzinfrastruktur und Verbrauchsschwerpunkte (auch Erdgasspeicher) verfügen und so die Karte auf S. 172 zu konkretisieren (z.B. Power to Gas Potentialatlas)?
-k.A.-
9.4. In welchem Ausmaß soll das Thema Power to Gas im nächsten NEP Gas behandelt werden? Sollen insbesondere auch biogene CO2-Potentiale mit untersucht werden?
-k.A.-
9.5. Wie schätzen Sie die Netzzugangsbedingungen für Power to Gas-Anlagen ein, die a) Biogas gem. § 3 Nr. 10c EnWG oder b) Gas gem. § 3 Nr.19a EnWG einspeisen?
-k.A.-
9.6. Sind Ihnen über die auf der Karte verzeichneten Projekte hinaus weitere Einspeiseprojekte bekannt, die a) 2013 und b) im Betrachtungszeitraum des NEP 13 ans Netz angeschlossen werden?

-k.A.-

9.7. Sollten künftig verschiedene Power to Gas-Einspeiseszenarien kalkuliert werden? Welche Parameter wären dabei zu berücksichtigen? Sollte eine Gegenüberstellung der absehbaren, netzseitigen Kosten für Wasserstoffbeimischungen von bis zu 10 Prozent auf der einen und der Methanisierung auf der anderen Seite erfolgen?

-k.A.-

10. Kosten-Nutzen-Analysen (Anlage 9 Netzentwicklungsplan)

10.1. Wie bewerten Sie die Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse zum Speicherprodukt TAK? Nehmen Sie hier bitte zum Vorgehen, zum gewählten Modell, zum Bewertungsansatz und zum Ergebnis in Bezug auf das Speicherprodukt im PWCGutachten Stellung. Halten sie die gewählte Vorgehensweise für zielführend? Wie bewerten Sie das Ergebnis im Vergleich zu den Netzausbaukosten?

Unsere Kritik des TaK-Produkts ist unter Berücksichtigung beider Kosten-Nutzen-Analysen (nämlich auch der der Speicherbetreiber) diesbezüglich bereits unter 2.4 dargestellt.

10.2. Wie bewerten Sie die Methodik der Kosten-Nutzen-Analyse zum Gaskraftwerksprodukt DZK. Nehmen Sie hier bitte zum Vorgehen, zum gewählten Modell, zum Bewertungsansatz und zum Ergebnis in Bezug auf das Kraftwerksprodukt im PWC-Gutachten Stellung. Halten sie die gewählte Vorgehensweise für zielführend? Wie bewerten Sie das Ergebnis im Vergleich zu den Netzausbaukosten?

Unsere Kritik des KWP-Produkts ist unter Berücksichtigung der Kosten-Nutzen-Analyse diesbezüglich bereits unter 2.3 dargestellt.

10.3. Wie bewerten Sie die Kostenabschätzungen zu den Flexibilitätsinstrumenten in nachgelagerten Netzen?

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

10.4. Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die vorhandenen Flexibilitätsinstrumente auf Ebene der nachgelagerten Netze?

Insbesondere:

10.4.1. Die in den Verteilernetzen vorhandenen physischen Flexibilitätskomponenten wie Kugelspeicher oder Netzpuffer und die bestehenden regulatorischen Anreize für Verteilernetzbetreiber zur Nutzung derselben.

Der Einsatz physischer Flexibilitätskomponenten auf Ebene des Verteilnetzes wirkt über eine entsprechende Kapazitätsbedarfsreduzierung entlastend auf das vorgelagerte Netz und somit zugunsten aller Betroffenen des entsprechenden Marktgebiets. Das aus der Anreizregulierung resultierende Risiko eines Effizienz-

nachteils aufgrund der Kosten für den Einsatz dieser Komponenten trifft derzeit jedoch lediglich die individuell betroffenen Verteilnetzbetreiber. Dementsprechend werden auch lediglich diejenigen Netzkunden durch die vergleichsweise höheren Netzentgelte benachteiligt, in denen physische Flexibilitätskomponenten zum Einsatz kommen. Diese Verfahrensweise widerspricht nicht nur den Grundsätzen einer verursachungsgerechten und diskriminierungsfreien Kostenallokation, sondern setzt auch der Gewährleistung der Versorgungssicherheit entgegenstehende Anreize. Um den Einsatz der im Verteilnetz vorhandenen Flexibilitätskomponenten im bestehenden Anreizregulierungssystem adäquat zu reflektieren, bedarf es einer verursachungsgerechten Sozialisierung der dazugehörigen Kosten auf Ebene des Fernleitungsnetzes. Nur auf diese Weise können sie ihrer Funktion als Alternative zu klassischen Investitionsmaßnahmen des Netzausbaus durch die Fernleitungsnetzbetreiber gerecht werden.

10.4.2. Die Möglichkeit der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KOLA (Verfahren zur Festlegung der Kosten für die Beschaffung von Lastflusszusagen als volatile Kostenanteile nach § 11 Abs. 5 ARegV) Lastflusszusagen in den nachgelagerten Netzen zu kontrahieren.

Wir begrüßen diese Möglichkeit des FNB auch LFZ im nachgelagerten Netz zu kontrahieren, da die Verantwortlichkeit bzw. Kostenallokation in einem solchen Fall bei dem für die Kapazitätsbereitstellung zuständigen FNB liegt

10.4.3. Die Erweiterung im EnWG § 14b (seit 1.1.2013) für Verteilernetzbetreiber zum Angebot von Abschaltverträgen in den nachgelagerten Netzen und die tatsächliche Umsetzung.

Die Erweiterung um den § 14b EnWG ist eine notwendige und sinnvolle Ergänzung, um deutschlandweit das Produkt „Abschaltvertrag" zu vereinheitlichen. Da jedoch die aus der Begründung zu § 14b EnWG resultierende Ausgestaltung der möglichen Entgeltreduzierung derart gestaltet ist, dass die Kosten der Differenz zwischen dem Bezug von fester und unterbrechbarer Kapazität aus dem vorgelagerten Netz entsprechen, ist die tatsächliche Anwendbarkeit dieses Instruments stark eingeschränkt. Die Orientierung an der Preisdifferenz unterbrechbare/feste Kapazitäten ist zwar einerseits begrüßenswert, weil damit die Forderung nach Wirtschaftlichkeit (vgl. 10.4.4.) erfüllt ist, andererseits ist der resultierende Anreiz für Netzkunden bei Weitem nicht ausreichend, um daraus die Vorhaltung und den Einsatz eines Alternativsystems (z.B. Heizölkessel) zu finanzieren.

Auch für die derzeitige Praxis der LRegB BW hinsichtlich Abschaltverträge kann der finanzielle Anreiz zum Bau entsprechender Kundenanlagen zu Recht angezweifelt werden, da sich der größte Kosten-Nutzen-Effekt für den Netzkunden bei einem Tag Abschaltung pro Jahr einstellt. Gleichzeitig wird das Instrument als Übergangslösung nur kurzfristig regulatorisch anerkannt, sodass auch hier beim Kunden durch mangelnde Planungssicherheit keine Anreize für alternativen Brennstoffeinsatz und die dafür erforderliche Vorhaltung von zwei unterschiedlichen Wärmeerzeugern gesetzt werden.

Zur Nutzung von bestehenden Anlagen ist festzustellen, dass viele Kunden Ihre Anlagen zurückgebaut haben und die Bereitschaft freiwillig Abschaltverträge ein-

zugehen – aufgrund besserer Alternativen und anderer Wärmeträger – erheblich zurückgegangen ist.

Aus diesem Grund wäre es sinnvoll die in § 14b EnWG vorgesehene Entgeltreduzierung ob ihrer Praktikabilität auf den Prüfstand zu stellen, um ggf. marktgerechtere Anreize zu eruieren.

10.4.4. Sind die genannten Instrumente geeignete Substitute für einen physischen Netzausbau?
Wo sehen Sie am meisten Potenzial in Bezug auf gesamtwirtschaftliche Kosteneffekte?
Wie unter 10.4.1. bereits beschrieben, sollten sich die Kosten für die genannten Kapazitätsinstrumente auf der Verteilnetzebene grundsätzlich analog zu vergleichbaren Netzausbaumaßnahmen auf der Fernleitungsebene auswirken, was eine Aggregation und entsprechende Sozialisierung dieser Kosten auf Fernleitungsebene bedeuten würde. Zudem ermöglicht die Aggregation der Kosten auf Ebene des Fernleitungsnetzes einen Vergleich der Kosten der Kapazitätsinstrumente auf Verteilnetzebene mit den Kosten des physischen Netzausbaus der FNB. Grundsätzlich sollte jeweils die volkswirtschaftlich effizientere Alternative zum Einsatz kommen.

Zusammenfassend kann unter der o.a. Prämisse einer verursachungsgerechten Kostenallokation festgehalten werden, dass das Instrument „Kugel- und Röhrenspeicher im Verteilnetz" als geeignetes Substitut für einen physischen Netzausbau angesehen werden kann. Auch das Instrument „Abschaltverträge" kann unter Umständen (in Netzen mit über 100.000 Zählpunkten ergibt sich z.B. ein erheblicher Aufwand für das Abschaltmanagement und die vertragliche Koordination der abschaltbereiten Netzkunden) geeignet sein, einen Beitrag zur Vermeidung eines physischen Netzausbaus im vorgelagerten Netz zu leisten. Das Instrument „Netzpuffer" erfordert hingegen in der Regel einen ausreichenden Vordruck aus dem vorgelagerten Netz, was in Engpasssituationen ggf. problematisch sein kann. Aus diesem Grund ist der Substitutionseffekt im Hinblick auf Netzpuffer vergleichsweise gering.

10.4.5. Sehen Sie weitere Instrumente?
-k.A.-

11. Tabellen und Anhänge

Bitte kommentieren Sie die Übersichtlichkeit und Verständlichkeit einzelner Anlagen. Bitte geben Sie an, welche konkreten Änderungen bei welchen Anlagen zu einer Erhöhung der Transparenz beitragen könnten.
-k.A.-

12. Sonstiges

Die EnBW spricht sich für eine größtmögliche Harmonisierung zwischen dem NEP Strom und dem NEP Gas aus. Wie unter 1. beschrieben, beinhaltet dies zum einen

die prozessuale Gestaltung in Form der im Strom sowohl von den ÜNB als auch von der BNetzA vorgesehenen, angemessenen Konsultationsfristen. Zum anderen sollte sich die Harmonisierung jedoch auch auf die Bedarfsprognosen und Netzausbaumaßnahmen erstrecken. Einheitliche Bedarfsprognosen sind zumindest im Wesentlichen über die zwischen ÜNB und FNB abgestimmte Kraftwerksliste gewährleistet, doch sollte sich die Abstimmung insbesondere in Bezug auf die Weiterentwicklung des Themas „Power-to-Gas" nicht nur auf diese Kraftwerke beschränken. Ebenso ist eine Abstimmung der jeweiligen Netzausbaumaßnahmen erforderlich, um zu gewährleisten, dass sich aus den Resultaten der jeweiligen Modellierung kein volkswirtschaftlich nachteiliger Effekt ergibt. So gibt es zahlreiche zu betrachtende Fragen in diesem Zusammenhang: Lassen sich zum Beispiel die im Gas identifizierten Netzausbaumaßnahmen zur Ermöglichung des durchgängigen Betriebs von Kraftwerken in Bezug auf den Zeitplan ihrer technischen Inbetriebnahme mit Maßnahmen im Strom vereinbaren, welche letztlich auf dieselbe Ermöglichung abzielen? Inwiefern bedingen sich NEP Gas- und NEP-Strom-Maßnahmen? Die Bedeutung der engen Kooperation zwischen den ÜNB und FNB darf deshalb in Bezug auf spartenübergreifende Effekte nicht vernachlässigt werden und sollte in den zukünftigen NEP-Prozessen eine entsprechend prominentere Rolle spielen.