20.06.2013

Stellungnahme der OMV Kraftwerk GmbH zum Referentenentwurf der deutschen Fernleitungsbetreiber (Stand 02.04.2013) betreffend Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas 2013)

2. Szenariorahmen

Stellungnahme zu Punkt: 2.1 Modellierungsvarianten - (Konsultation: 24.04.2013)

Das Kraftwerksprojekt CCPP Haiming ist als solches korrekt im NEP erfasst. Es ist indes noch kein Ausspeisepunkt konkret festgelegt. Bisher ist lediglich eine unverbindliche Anfrage gestellt. Der Ausspeisepunkt ist noch zu einem späteren Zeitpunkt genau zu bestimmen.

Eine Differenzierung zwischen Einspeise und Ausspeiseseite an Grenzübergangs- und Marktgebietsübergang- und Speicherpunkten ist wesentliche Voraussetzung für die Beurteilung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit in die jeweilige Richtung. Die Differenzierung ist auch Grundlage der Beurteilung der verschiedenen Punkte für das KWP. Sofern eine Bündelung von Ein- und Ausspeisekapazitäten vorgenommen wird, ist das zusätzlich anzugeben.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3 Kraftwerksprodukt (KWP) - (Konsultation: 24.04.2013)

Das Kraftwerksprodukt als „Feste Kapazität mit Zuordnungsauflage im Unterbrechungsfall“ (im Folgenden: KWP) ist aus Sicht eines Kraftwerksbetreibers nur gegenüber einer ansonsten unterbrechbaren Kapazität leicht vorteilhaft. Ein tatsächlich festes Produkt kann es nicht ersetzen. Ein diskriminierungsfreier Wettbewerb erfordert zudem die freie Zuordenbarkeit der Ausspeisekapazität, um die Gasbezugsmöglichkeiten frei wählen zu können und preisgünstig Energie zu erzeugen. Das derzeit diskutierte Kraftwerksprodukt hingegen schränkt die Optimierungsmöglichkeiten in der Gasbeschaffung ein und gefährdet so die Rentabilität und Investitionssicherheit neuer Gaskraftwerke. Die Realisierung von für die Versorgungssicherheit dringend notwendigen Gaskraftwerken wird daher bereits durch die Diskussion dieses Produktes weiter gefährdet.

Vorangestellt ist dabei anzumerken, dass mit dem Kraftwerksprodukt die Kraftwerksbetreiber die Aufgabe der Engpassbewirtschaftung mit entsprechenden Risiken übernehmen sollen. Die Engpassbewirtschaftung ist jedoch originäre Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber. Diese sind dazu gesetzlich verpflichtet und viel eher in der Lage durch marktbasierte Maßnahmen, wie die Beschaffung

von Lastflusszusagen, den Einsatz von Regelenergie oder auch Überbuchungs- und Rückkaufverfahren diese Aufgabe zu erfüllen.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.0 Modellierungsansatz - (Konsultation: 17.05.2013)

Wir unterstützen die Aussagen des **„Trennungsmodells“**, wonach die Annahmen zu den Kapazitätsprodukten in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan keine Vorfestlegung zu den später von den Fernleitungsnetzbetreibern tatsächlich angebotenen Kapazitäten bedeutet.

Dennoch besteht die Gefahr einer **faktischen Vorwirkung**, da der Netzausbau entsprechend der Modellierungsannahmen vorgenommen wird. Das spätere Kapazitätsangebot kann nur im Rahmen der tatsächlich verfügbaren Kapazität erfolgen. Es besteht daher die Gefahr, dass der Entscheidungsprozess nach hinten verlagert wird, die Entscheidungen jedoch ohne ausreichende Grundlage bereits zum jetzigen Zeitpunkt vorbestimmt werden. Zudem ist zu berücksichtigen, dass nur eine frühzeitige Festlegung zu den Kapazitätsprodukten ausreichend Planungssicherheit für Investoren schafft. Schließlich besteht nicht nur bezüglich der Details noch Abstimmungsbedarf, sondern ist die Verwendung der neu vorgeschlagenen Kapazitätsprodukte insgesamt noch nicht geklärt. Daher ist die ausführliche Diskussion auch der wesentlichen Details zum jetzigen Zeitpunkt notwendig. Eine Grundlage dafür fehlt jedoch auch noch im Entwurf des NEP vom 02.04.2013. Insbesondere notwendig wären dafür Aussagen dazu, ob das Kraftwerksprodukt für den gesamten Kapazitätsbedarf oder nur einen Teil verwendet werden soll, ob auch eine stufenweise Unterbrechung möglich sein soll und inwieweit eine anteilige Belieferung von mehreren Entries möglich ist. Ferner ist nicht nur beispielhaft für einen, sondern für jeden Ausspeisepunkt, für den das Kraftwerksprodukt modelliert wird darzustellen, ob ausreichende Kapazitäten an den zugeordneten Punkten, einschließlich möglicher korrespondierender Ausspeisepunkte in angrenzenden Netzen vorhanden sind. Der Aufforderung der BNetzA dazu, in der Bestätigung des Szenariorahmenplans (Ziff. 5) sind die Fernleitungsnetzbetreiber nicht nachgekommen. Damit fehlt es an einer soliden Grundlage für eine Einschätzung, ob das Kraftwerksprodukt an den benannten Ausspeisepunkten überhaupt angewandt werden kann. Das Kraftwerksprodukt kann daher auch nicht Grundlage der Modellierung sein. Dennoch erlauben wir uns auch zu den Details Stellung zu nehmen.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.1. - (Konsultation: 24.04.2013)

Die **begriffliche Unschärfe** um das neue Kapazitätsprodukt ist zu kritisieren und erschwert eine transparente Diskussion. Insbesondere ist unklar, warum durch die FNB nicht auf dem im Markt bekannten Begriff der „Dynamisch Zuordenbaren Ausspeisekapazitäten“ (DZK) aufgesetzt wird und darauf aufbauend eventuelle Abweichungen dargelegt werden. DZK zeichnen sich durch die feste Ausspeisekapazität am Ausspeisepunkt bei entsprechender Einspeisung an den bzw. dem zugeordneten Einspeisepunkte(n) aus. Darüber hinaus ist die Nutzung des VHP unterbrechbar. Das ist ebenso das Grundprinzip des KWP.

Weitere notwendige Informationen

Unklar ist die Kombination der beiden neu vorgeschlagenen Kraftwerksprodukte. Bezieht sich die Zuordnungsauflage für ein Kraftwerk auf einen Speicher für den das temperaturabhängige Kapazitätsprodukt (TaK) modelliert wird, fehlt es gerade an einer dauerhaft notwendigen, festen Ausspeisekapazität. Für das Kraftwerksprojekt CCPP Haiming OMV sind beispielsweise als alternative Entries auch die Speicher 7Fields und Haidach aufgeführt. Für beide Speicher ist jeweils die Verwendung von TaK vorgesehen. Auf die Wechselwirkung beider Kapazitätsprodukte wird indes nicht eingegangen. Ebenfalls nicht dargestellt ist, inwieweit bei Speichererweiterungen ein Diskriminierungspotential gegenüber Kraftwerksbetreibern besteht. Diese erhalten möglicherweise wegen bereits bestehender, längerfristigen Kapazitätsverträgen nur noch unterbrechbare Kapazitäten am Speicher.

Hätten die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend der Aufforderung der BNetzA zur Bestätigung des Szenariorahmens für jeden zugeordneten Ausspeisepunkt für den das Kraftwerksprodukt modelliert wird dargestellt, ob ausreichende Kapazitäten an den zugeordneten Punkten vorhanden sind, wäre auch diese Korrelation zu erörtern gewesen. Sie scheint indes nicht ausreichend bedacht worden zu sein.

Stellungnahme zu: Vorankündigungsfristen

Mindestens D-1 ist eine Vorankündigung notwendig. Sofern der FNB zu diesem Zeitpunkt noch keine endgültige Aussage zur Notwendigkeit einer Unterbrechung abgegeben kann, ist es ebenfalls denkbar, dass er lediglich darstellt, ob die Möglichkeit einer Unterbrechung besteht (Unterbrechbarkeit). Der Kraftwerksbetreiber bzw. sein Gaslieferant kann dann selbst entscheiden ob er das Risiko der Unterbrechung auf sich nimmt oder im Rahmen der Zuordnungsauflage seinen Gasbezug absichert. Ohne einen solchen Vorlauf und nur mit einer Vorankündigungsfrist von 3 h ist ein wirtschaftlicher Gasbezug nicht möglich, da tendenziell davon auszugehen ist, dass kurzfristige (Intraday) Käufe/Verkäufe kostspieliger sind als rechtzeitig getätigte Käufe/Verkäufe.

Stellungnahme zu: Stufenweise Unterbrechung

Stufenweise Unterbrechungen sind den „ganz oder gar nicht“-Unterbrechungen vorzuziehen. Dabei ist die **unterste Stufe als FZK** anzubieten. Kraftwerksbetreibern wird es so ermöglicht eine bestimmte Grundversorgung preisgünstig zu beschaffen und nicht im Engpassfall die gesamte Beschaffung auf den bzw. die zugeordneten Punkt(e) auslagern zu müssen. Die hohen Kosten, mit denen eine Unterbrechung verbunden ist, können so gedeckelt werden. Auch die Unterbrechung des Zugangs zum VHP sollte lediglich stufenweise erfolgen, um die Auswirkungen auf das Kraftwerk so gering wie möglich zu halten.

Die Wahl der Stufen sollte dabei abhängig vom Kraftwerk in Zusammenarbeit mit dem Kraftwerksbetreiber erfolgen. Idealerweise wäre die **unterste Stufe** so zu setzen, dass es dem Kraftwerk noch möglich macht in **Mindestlast zu fahren**. Das Kraftwerk könnte so zumindest auch am Regelenergiemarkt positive TRL,

SRL, PRL anbieten und könnte seinen Beitrag zur Systemsicherheit/Versorgungssicherheit beitragen. Die **zweite Unterbrechungsstufe** sollte so gewählt werden, dass **mindestens 2 Gasturbinen in Mindestlast gefahren werden können bzw. eine Gasturbine in Volllast.** In diesem Fall könnte das Kraftwerk über das Angebot von positiver und negativer Regelenergie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen.

Stufenweise Unterbrechungen sollten jedenfalls sinnvoll gewählt werden, da sich ein Kraftwerk nicht auf jede beliebige Leistung reduzieren lässt und eine kurzfristige Gas-Beschaffung vom alternativen Entry-Punkt nicht gewährleistet, dass Gas zu auskömmlichen Preisen beschafft werden kann. Ebenso ist eine fortlaufende „Doppelversorgung"/"Doppelbeschaffung" von zwei verschiedenen Bezugs-Quellen/VHPs nicht wirtschaftlich sinnvoll und möglich.

Anteilige Belieferung

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen selbst aus, dass strömungsmechanisch mehrere Alternativ-Entries möglich sind (Fn. 2, S. 21 im Entwurf). Es stellt sich daher die Frage, warum sich die Zuordnungsauflage nicht auf mehrere Alternativ-Entries zeitgleich beziehen kann. Hat der Kraftwerksbetreiber die Möglichkeit einer anteiligen Belieferung von mehreren Entries, so kann er flexibler auf Marktpreise reagieren und die Gasversorgung absichern. Die Details zur Ausgestaltung, wie etwa, eine mögliche Begrenzung der jeweiligen Anteile sollten zu einem späteren Zeitpunkt , analog zur stufenweisen Unterbrechung in Zusammenarbeit mit dem jeweiligen Kraftwerksbetreiber festgelegt werden.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.2. - (Konsultation: 24.04.2013)

Für das Kraftwerksprojekt CCPP Haiming OMV sind zum einen die Speicher Haidaich und 7Fields, sowie der Grenzübergangspunt Überackern als zugeordnete Punkte vorgesehen.

<u>Zugang zu zugeordneten Punkten</u>

Der Zugang zu den beiden Speichern kann nur im Fall von festen unterbrechungsfreien Kapazitäten positiv gewertet werden. Erneut weisen wir darauf hin, dass für Kraftwerksbetreiber die Gas aus Speichern beziehen / beziehen müssen der Zugang durch TaK an Speichern erheblich eingeschränkt wird. Werden am Speicher, auf den sich die Zuordnungsauflage bezieht nur temperaturabhängig unterbrechbare Kapazitäten (TaK) vermarktet, besteht gerade keine Möglichkeit eines gesicherten Gasbezuges. TaK sind daher entweder generell abzulehnen oder zumindest sind Kraftwerken, mit einer Zuordnungsauflage zum Speicher ein vorrangiger und unterbrechungsfreier Zugang zum Speicher einzuräumen.

Den Zugang zum angrenzenden VHP in Österreich schätzen wir zum jetzigen Zeitpunkt als grundsätzlich gut ein. Wegen fehlender fester Kapazitäten zum VHP im Marktgebiet NCG ist allerdings eine Beschaffungsoptimierung nur sehr eingeschränkt möglich. Verlässlich ist daher nur eine einseitige Beschaffung im angrenzenden VHP in Österreich möglich.

Liquidität der zugeordneten Punkte

Derzeit ist anzunehmen, dass die Liquidität des VHPs im angrenzenden österreichischen Marktgebiet Ost durch die Einführung des Entry/Exit-Systems steigen wird. Weitere Liquiditätssteigerungen sind u.a. abhängig von der Realisierung weiterer Pipelineprojekte.

Es ist jedoch festzuhalten, dass mit der Zuordnungsauflage im Rahmen des KWP dem Kraftwerksbetreiber letztlich das Liquiditätsrisiko eines Marktgebietes aufgebürdet wird, welches nicht mit seiner Standortentscheidung korrespondiert. Entscheidet sich ein Kraftwerksbetreiber für einen Standort im Marktgebiet NCG, dann möchte er auch von der dortigen Liquidität profitieren.

Ein möglicher jährlicher Wechsel des zugeordneten Punktes ist nicht ausreichend das übertragene Risiko zu minimieren. Echte alternative Punkte stehen für einen Wechsel nicht in Aussicht. Letztlich liefe es wahrscheinlich auf einen Wechsel des Grenzübergangspunktes oder von einem Speicher zu einem Grenzübergangspunkt hinaus.

Kapazitätssituation auf der Exit-Seite des zugeordneten Punktes

Die Kapazitätssituation auf der Exit-Seite des Grenzübergangspunktes Überackern können wir für die nächsten Jahre nicht präzise einschätzen. Sie wird maßgeblich von der Realisierung weiterer Pipelineprojekte abhängen.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.3. und 2.3.4. - Wahl der Zuordnungspunkte / Zonen - (Konsultation: 24.04.2013)

Zuordnungspunkte sollten es Kraftwerken ermöglichen, möglichst an mehreren angrenzenden VHPs Gas zu beschaffen und diese nicht auf einen VHP beschränken. Wird mit dem Kraftwerksprodukt eine feste Kapazität nur zu einem Grenzübergangspunkt hergestellt, ist eine Beschaffung nur am angrenzenden VHP möglich. Ohne zumindest anteilig feste Kapazitäten ist kein effektiver Marktzugang zu dem VHP im Marktgebiet, in dem sich das Kraftwerk befindet möglich.

Darüber hinaus sollten Zuordnungspunkte möglichst so gewählt werden, dass Kraftwerksbetreiber möglichst flexibel Gas beziehen können und daher zu möglichst vielen Punkten (angrenzenden VHPs / Speicher), bevorzugt Zonen, bestehen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass eine Zuordnungsauflage nur dann auf einen bestimmten Einspeisepunkt bezogen werden kann, wenn dort ausreichend Kapazität vorhanden ist. Ist als alternativer Entry die Ausspeicherung aus einem Speicher vorgesehen, ist insbesondere die Wechselwirkung mit den Nutzungsbeschränkungen durch TaK zu berücksichtigen.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.5. – Erdgasgroßhandelsmärkte in Europa - (Konsultation: 24.04.2013)

Die Liquidität im Marktgebiet von NCG schätzen wir grundsätzlich als sehr gut ein. Es ist anzunehmen, dass die Liquidität des Erdgasmarkts im Marktgebiet Österreich Ost sich in der Zukunft weiter positiv entwickeln wird.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.6. – Kosten-Nutzen-Analyse - (Konsultation: 24.04.2013)

Die zusätzlichen Kosten für den Kraftwerksbetreiber werden in der Kosten-Nutzen-Analyse schon nicht für einzelne Kraftwerke ausgewiesen und zudem nicht präzise ermittelt. Damit entsteht keine belastbare Vergleichsgrundlage.

In der Kosten-Nutzen-Analyse wird von einem Speicher Haiming gesprochen (S.17), wir kennen in diesem Zusammenhang nur unser Kraftwerk Haiming. Von einem Speicher Haiming ist uns derzeit noch nichts bekannt.

Die Verknüpfung von Unterbrechungsfall und erhöhten Preisen für kurzfristige Gasmengen wird nicht ausreichend berücksichtigt. Statt eines deutlich höheren Gaspreises für kurzfristige Mengen im Falle eines Engpasses geht die Kosten-Nutzen-Analyse nur von einem pauschalen, nicht näher definierten Aufschlag für die kurzfristige Beschaffung aus. Der Bericht der BNetzA zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 vom 02. Mai 2012 zeigt hingegen auf, dass Preissteigerungen von über 60 % im Engpassfall anzunehmen sind (S. 94f.). Diese Preisdifferenz ist zum Aufschlag für die kurzfristige Beschaffung hinzuzurechnen. Zudem wird die Korrelation von Engpassfall und Lastgang des Kraftwerkes nicht ausreichend berücksichtigt. Weiterhin erfordern die Unsicherheiten in Bezug auf den Preis und die Versorgung des Kraftwerks einen erheblichen Mehraufwand beim Kraftwerksbetreiber (bzw. dessen Gaslieferanten), was zu höheren Kosten führt, die zu den höheren Transport- und Gasbeschaffungskosten für den alternativen Entry zu addieren sind. Diese Kosten werden in der Kosten-Nutzen-Analyse gar nicht berücksichtigt.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass eine Bewertung des Kraftwerksproduktes nur bei einer Kosten-Nutzen-Analyse möglich ist, die auch einen Vergleich von anderen marktbasierten Alternativen zum Netzausbau ermöglicht.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.7. – Preis und Unterbrechungswahrscheinlichkeit - (Konsultation: 24.04.2013)

Grundsätzlich sollte der Preis für das Kapazitätsprodukt die Mehrkosten der Nutzungsbeschränkung berücksichtigen. Die Mehrkosten sind dabei wesentlich von der Wahrscheinlichkeit der Unterbrechung abhängig. Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit hat sich folglich im Abschlag auf den Preis für feste, frei zuordenbare Kapazitäten wiederzuspiegeln. Zudem sollten im Fall der Unterbrechbarkeit (vgl. 2.3.1. - Vorankündigungsfristen) der Preis für das KWP erneut reduziert werden und der entsprechende Betrag

zurückerstattet werden. Wird dann tatsächlich unterbrochen, ist für diesen Zeitraum der gesamte Betrag zu erstatten.

Die Notwendigkeit eines komplizierten Preismodells zeigt umso mehr, dass die mit dem Kraftwerksprodukt erfolgte Verlagerung der Aufgaben auf den Kraftwerksbetreiber fehl geht. Wird der Netzbetreiber mit den Kosten und Risiken betraut, dann kann er diese über die Netzentgelte umlegen. Ihn trifft kein besonderes Risiko. Der Kraftwerksbetreiber wäre hingegen ohne eine solche Solidarisierungsmöglichkeit mit den Kosten betraut und unterläge damit einem möglichen Wettbewerbsnachteil, der sich aus strömungsmechanischen Erfordernissen und Modellierungsannahmen ergibt.

Das Preissystem sollte jedenfalls zentral vorgegeben werden. Wenn jeder Fernleitungsnetzbetreiber selbstständig die Preise festlegt, ergibt sich ein erhebliches Diskriminierungspotential je nach Standort des Kraftwerkes.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.8. – Netzbetreiberindividuelle Festsetzungen - (Konsultation: 17.05.2013)

Erforderlich sind einheitliche Bedingungen und die Beschränkung auf wenige Kapazitätstypen. Fehlende Transparenz und mangelnde Vergleichbarkeit bergen Diskriminierungspotential und erschweren die Integration der europäischen Gasmärkte. Begrüßenswert wäre daher eine Festlegung der BNetzA zu den zulässigen Kapazitätstypen und Grundsätzen der Preisbildung.

Stellungnahme zu Punkt: 2.3.9. – „Einspeisekapazitätsaufwertung“ (Konsultation: 17.05.2013)

Sollte das Kraftwerksprodukt weiter verfolgt werden, dann sollte die Einspeisekapazität jedenfalls Bestandteil des KWP sein. Eine einseitige Betrachtung nur der Ausspeiseseite ist wenig zielführend. Eine Zuordnungsauflage ohne festen Entry am zugeordneten Punkt birgt das Risiko, dass gar keine sichere Gasbeschaffung möglich ist und erschwert damit Investitionsentscheidungen.

Der Vorschlag einer „Einspeisekapazitätsaufwertung“ verdeutlicht indes erneut, inwieweit die Komplexität des Kapazitätsmarktes durch den Vorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber unnötig erhöht wird. Damit werden zusätzliche Kosten erzeugt, Markteintrittsbarrieren errichtet und die Integration der europäischen Gasmärkte erschwert. Wie bereits ausgeführt, sollte stattdessen der Fernleitungsnetzbetreiber die Absicherung der freien Zuordenbarkeit fester Kapazitäten als Ziel verfolgen. Ihm ist es möglich dafür auch in angrenzenden Marktgebieten aufzutreten. Zusätzlicher Aufwand zur Abwicklung entsteht dann nicht bei jedem Kraftwerksbetreiber separat, sondern gebündelt bei den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern. Es ist erneut darauf hinzuweisen, dass die Engpassbewirtschaftung originäre Aufgabe der Fernleitungsnetzbetreiber ist. Diese sind dazu gesetzlich verpflichtet. Sie können die Netzsituation besser einschätzen, es stellen sich keine Diskriminierungsfragen und es müssen keine gesonderten Vorankündigungsfristen beachtet werden.

Temperaturabhängige feste frei zuordenbare Kapazität (TAK)

Stellungnahme zu Punkt: 2.4.1. - Weitere notwendige Informationen - (Konsultation: 24.04.2013)

Wie bereits erwähnt, sind die wechselseitigen Beziehungen zwischen dem TaK-Produkt und dem Kraftwerksprodukt unklar. Es fehlen insbesondere Erläuterungen, wie mit einer Zuordnungsauflage im Rahmen des KWP umzugehen ist, die auf einen Speicher mit Tak-Produkt bezogen ist.

Stellungnahme zu Punkt: 2.4.5. – Zusätzliche Zuordnungsauflage - (Konsultation: 24.04.2013)

Eine zusätzliche Zuordnungsauflage, die eine feste Kapazitätsnutzung ermöglicht, sollte insbesondere zur Absicherung des KWP angedacht werden. Insbesondere für stromseitig systemrelevante Kraftwerke ist eine feste Versorgung jederzeit zu fordern. In Abhängigkeit von den Gasbezugsmöglichkeiten des Kraftwerkes ist die Absicherung der systemrelevanten Kraftwerke noch konkret zu analysieren und zu diskutieren. Bestehen nur wenige Gasbezugsmöglichkeiten, so sollte die Nutzung des Speichers jederzeit und in vollem Umfang für die Versorgung des Kraftwerkes möglich sein. Andernfalls hat der Kraftwerksbetreiber enorme zusätzliche Kosten zu tragen.

Stellungnahme zu Punkt: 6.2. Analyse historischer Unterbrechungen - (Konsultation: 24.04.2013)

Durch die Integration des SÜDAL-Systems in das Marktgebiet NCG zum 1.1.2013 ist der Übergabepunkt „Haiming-ABG Ausspeisung“ entfallen. Zwar sind damit zukünftig keine weiteren Unterbrechungsdaten vorhanden, die Unterbrechungswahrscheinlichkeit ist durch die Integration der SÜDAL jedoch nicht vollständig entfallen. Vielmehr zeigt der historische Wert die Notwendigkeit weiterer Netzausbaumaßnahmen dringend auf. Eine detaillierte Darstellung inwieweit den steigenden Kapazitätsanforderungen in der Region Abhilfe geleistet wird fehlt. Der unterbrechungsfreie Zugang zum NCG muss das Ziel sein.

Ergebnisse der Modellierung

Stellungnahme zu Punkt: 7.1. Darstellung - (Konsultation: 24.04.2013)

Wünschenswert wäre eine ausführlichere Darstellung der Einzelprojekte mit ihrem jeweiligen Effekt. Die Maßnahmen stellen das wesentliche Ergebnis des gesamten Verfahrens dar. Darzustellen sind auch Maßnahmen der nicht von den FNB favorisierten Varianten. Nicht nachvollziehbar ist, warum die Fernleitungsnetzbetreiber nicht das von der BNetzA im Änderungsverlangen zum NEP Gas 2012 als Anhang 2 vorgegebene Muster dazu verwandt haben. Zudem sollte der Abgleich der jährlichen Netzentwicklungspläne vereinfacht werden.

Contact:

Dieter Krapp — Roland Orthner

Senior Vice President — Head of Power Economics

OMV Power International GmbH
Trabrennstraße 6-8
A-1020 Wien
Tel. +43 (1) 40440-23900
Fax +43 (1) 40440-623900
dieter.krapp@omv.com
www.omv.com