

bne-Stellungnahme zur:

Öffentlichen Konsultation der Bundesnetzagentur zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete

Grenzübergangspunkte, Einreiseverbote und -beschränkungen sind 20 Jahre nach dem Mauerfall nur noch deutsche Geschichte. Im deutschen Gasmarkt ist dagegen noch längst nicht zusammengewachsen was zusammengehört – der Markt ist noch immer in sechs Marktgebiete aufgeteilt.

Der bne begrüßt die Initiativen von E.ON Gastransport GmbH (EGT) und Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD) im Rahmen von qualitätsübergreifenden Marktgebietsbildungen weitere Marktgebiete zusammenzulegen. Mit diesem Vorstoß brechen die Netzbetreiber endlich ihre selbstgesetzten Tabus, denn bis zu diesem Zeitpunkt war diese Möglichkeit von den marktgebietaufspannenden Netzbetreibern standhaft negiert worden. Nun liegen sogar zwei Konzepte vor, die zum einen die technische Machbarkeit dieser Marktgebietskonstellation darlegen und zudem aussagen, dass dieser Schritt laut EGT ohne „wesentlichen Investitionsbedarf“ umsetzbar ist. Jedoch markieren beide Konzepte erst den Beginn einer wichtigen Diskussion, als Grundlage für die Umsetzung und die Ausgestaltung einer qualitätsübergreifenden Marktgebietzusammenlegung sind sie noch nicht ausreichend.

Das Ziel: Transaktionspfadunabhängiger Netzzugang

Grundlage der Vorschläge ist zum einen der gesetzliche Auftrag: § 20 Abs. 1b EnWG enthält für Netzbetreiber die Vorgabe, den Netzzugang auf Basis des Entry-Exit-Modells umzusetzen und dabei die Zahl der Teilnetze möglichst gering zu halten. So wurde die Zahl der Marktgebiete seit der Implementierung des Entry-Exit-Modells zwar deutlich verringert, der Prozess ist allerdings immer wieder ins Stocken geraten – was von Seiten der Netznutzer wie auch der Bundesnetzagentur und der Monopolkommission wiederholt kritisiert wurde.

Nachdem die zum 1. Oktober 2008 angekündigte Zusammenlegung der fünf L-Gas-Marktgebiete zu zwei Marktgebieten abgesagt worden war, leitete die Bundesnetzagentur ein Missbrauchsverfahren gegen die fünf L-Gasnetzbetreiber ein. Dazu ein Zitat der Beschluss-

kammer 7 aus ihrer Verfahrenseinleitung vom 22. August 2008: „Die kurzfristige Reduzierung der [L-Gas-]Marktgebiete ist jedoch ein unverzichtbares Element zur Steigerung der Liquidität auf dem Gasmarkt. [...] Die Wettbewerbsintensität im L-Gas-Bereich ist besonders gering, was nicht zuletzt auf die mögliche Marktabstottung durch die bisherigen isolierten Marktgebiete zurückzuführen ist. Die virtuellen Handelspunkte in diesen Marktgebieten sind weitgehend illiquide.“ Auch die Monopolkommission benennt in ihrem *Sondergutachten Strom und Gas 2009* die „**aktuelle Fragmentierung der deutschen Gaswirtschaft als Hauptursache für die vorliegenden Wettbewerbsdefizite**“ und „plädiert von daher für eine Beschleunigung der Zusammenlegung“ [Randziffer 248, S. 100].

Die Notwendigkeit einer Regelung wurde vom Verordnungsgeber erkannt und in § 21 der novellierten GasNZV vom 3. September 2010 manifestiert. Darin werden klare Reduktionsziele vorgegeben: Die Zahl der Marktgebiete ist bis zum 1. April 2011 auf drei und bis zum 1. August 2013 auf zwei zu reduzieren.

Wichtiger Parameter: Rückläufige L-Gas-Produktion in Deutschland

Sowohl EGT und GUD begründen ihre Vorschläge für eine qualitätsübergreifende Marktgebietszusammenlegung mit rückläufigen L-Gas-Produktionskapazitäten in Deutschland. Eine solche Entwicklung hätte weitreichende Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt und muss folglich zwingend in der Diskussion über den zukünftigen Marktgebietszuschnitt berücksichtigt werden. Allerdings wundert uns, dass dieser zentrale Punkt aktuell zum ersten Mal und fast beiläufig als Nebenergebnis der Modellbeschreibungen erwähnt wird.

Für das Zielmodell, das dieser Konsultation zugrunde gelegt werden muss, bedarf es daher einer umgehenden Klärung der Gegebenheiten: Wie lange und in welchem Umfang stehen die L-Gas-Produktionskapazitäten hier und in den Niederlanden zur Verfügung? Wann muss entsprechend mit der Marktraumumstellung begonnen werden und in welchen Schritten?

Eine solche Marktraumumstellung ist eine politische Entscheidung unter Berücksichtigung der Gegebenheiten und kann nur durch den Regulierer oder das Bundeswirtschaftsministerium getroffen werden – keinesfalls darf sie isoliert in den Händen der Netzbetreiber, insbesondere bei nicht entflochtenen Netzbetreibern liegen. Schließlich fixiert diese Entscheidung, wie

weit und wie lange die heimischen L-Gas-Vorkommen genutzt werden. Denn nach Angaben von EGT und GUD ist nach Abschluss der kompletten Marktraumumstellung von L- auf H-Gas weiterhin die Einspeisung „einer kleinen Menge“ L-Gas in das H-Gasnetz möglich.

Kernpunkte des bne zur Marktgebietszusammenlegung und den Konzepten

Bevor wir die Fragen der Konsultation beantworten, möchten wir nachfolgend auf einige grundlegende Aspekte eingehen. Ihre Fragen sind alle wichtig zur Bewertung der einzelnen Konzepte. Wir möchten darüber hinaus noch einige grundsätzliche Überlegungen zur weiteren Zusammenlegung der Marktgebiete im Folgenden andiskutieren sowie Fragen aufzeigen, deren Vorabklärung durch die Bundesnetzagentur uns sinnvoll erscheint.

▪ Ein Marktgebiet hat einen virtuellen Punkt – keine Trennung des Handels

Durch die Marktgebietszusammenlegung soll ja gerade Liquidität gesteigert bzw. in vormals illiquiden Marktgebieten überhaupt erst geschaffen werden. Das gesamte Netzzugangssystem sowie der Gashandel werden in Energieeinheiten abgewickelt. Ein nach der Gasqualität getrennter Handel und/oder Trennungen bei der Bilanzierung widersprechen diesem Usus und wären nicht zielführend – de facto gäbe es noch immer zwei Marktgebiete. Im Übrigen ist nur bei einer Trennung des Handels nach H-Gas und L-Gas strategisches Verhalten bei der Inanspruchnahme von Konvertierungsleistungen möglich. Entfällt dagegen jegliche Differenzierung nach der Gasqualität, kann sich diesbezüglich niemand strategisch verhalten und daher müssen – wie von KEMA vorgeschlagen – auch keine zusätzlichen Entgelte für die Nutzung der Konvertierung eingeführt werden, um strategisches Verhalten zu verhindern. Wir fordern daher: Innerhalb eines Marktgebietes darf es keine Einschränkungen geben!

▪ Überwindung von Eigentumsgrenzen

Bei der Konzeption des Zielmodells mit zwei Marktgebieten in Deutschland müssen endlich die Eigentumsgrenzen überwunden werden – dies würde auch den Verkaufsprozess für das Thyssengas-Fernleitungsnetz klarer gestalten. Denn es muss hinterfragt werden: Was vor der Liberalisierung effizienter Netzausbau im Hinblick auf ein Vertriebsgebiet war, ist heute

nicht unbedingt als Ausgangsbasis für weitere Marktgebietszusammenlegungen im seit 12 Jahren liberalisierten Gasmarkt geeignet. **Zur Erreichung des Zielmodells sind** nach unternehmensübergreifenden Kooperationen nun auch **unternehmensunabhängige Marktgebiete zu prüfen.**

Bereits in ihrer Verfahrenseinleitung zur Zusammenlegung der L-Gas-Marktgebiete vom 22. August 2008 sah die Beschlusskammer 7 „Anhaltspunkte dafür, dass die bisherigen Marktgebiete nicht nach den in § 6 Abs. 4 GasNZV [vom 25. Juli 2005] in Verbindung mit § 6 Abs. 5 GasNZV geregelten Kriterien gebildet worden sind.“ Sie stellte zudem fest: „Auf Ebene der Fernleitungsnetze orientiert sich die Bildung der bisherigen Teilnetze bzw. Marktgebiete im L-Gas-Bereich jedoch, soweit derzeit erkennbar, nicht an den Engpässen oder technischen Möglichkeiten der einzelnen Netze, sondern an den Eigentumsgrenzen der jeweiligen Netzbetreiber bzw. ggf. der mit diesen verbundenen Unternehmen.“ Diese Feststellung trifft u. E. ebenso auf den Zuschnitt der H-Gasmarktgebiete (vor der Bildung von GASPOOL und NCG) zu.

- **Neutrale Kosten-Nutzen-Analyse**

Die Vorteile der Zusammenlegung von Marktgebieten sind evident: Der Netzzugang wird einfacher und durch wegfallende Kapazitätsbuchungserfordernisse preiswerter, die Liquidität wird durch Konzentration von Angebot und Nachfrage an einem einzigen (virtuellen Handels-)Punkt erhöht. Darüber hinaus lässt sich Regelenergie in dem vergrößerten Marktgebiet besser beschaffen und effizienter einsetzen – ein Gegeneinanderregeln wird vermieden.

Den beteiligten Netzbetreibern entstehen durch die Zusammenlegung der Marktgebiete aber auch Kosten, welche die Monopolkommission bereits treffend zusammengefasst hat: Die Kosten „resultieren insbesondere aus **Investitionen für den Netzausbau**, die in erster Linie dazu dienen, **Engpässe abzubauen**, und aus dem **organisatorischen Anpassungsbedarf**, der mit einer Marktgebietszusammenlegung einhergeht. Auch wenn diese Kosten in aller Regel lediglich einmalig anfallen und davon auszugehen ist, dass **mittel- bis langfristig auch Synergiegewinne** erzielt werden, können sie für die Netzbetreiber doch

eine erhebliche Belastung darstellen.¹

Es ist natürlich richtig, dass den Netzbetreibern die Kosten der Zusammenlegung im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden können – eine klare Aussage hierüber seitens der Bundesnetzagentur fordert auch die Monopolkommission. Da die Entscheidung über die mit der Zusammenlegung angestrebte Marktgebietskonstellation jedoch Kosten in unterschiedlicher Höhe nach sich ziehen wird, darf die Entscheidung über den besten Weg der Zusammenlegung nicht den im Eigeninteresse handelnden Netzbetreibern überlassen werden. Gerade im Hinblick auf die nach wie vor mäßige Entflechtung muss die Entscheidung über die neue Marktgebietskonstellation von neutraler Stelle und im Ausgleich der Interessen von Netznutzern wie Netzbetreibern folglich durch die Bundesnetzagentur getroffen werden.

Eine neutrale Kosten-Nutzen-Analyse wäre als geeignete Grundlage hierfür notwendig. Nur so kann sichergestellt werden, dass der günstigste Weg gewählt wird. Uns stellen sich in diesem Zusammenhang folgende Fragen: In welchen Zusammenhang stehen die von EGT und GUD vorgelegten Modellbeschreibungen und deren öffentliche Konsultation zu der Pflicht der Fernleitungsnetzbetreiber nach § 21 Abs. 1 Satz 4 GasNZV eine Kosten-Nutzen-Analyse vorzulegen? Müssten zur Erfüllung dieser Verpflichtung nicht alle Netzbetreiber ein überprüfbares gemeinsames Gesamtkonzept vorlegen?

- **Unabhängiges Gesamtkonzept**

Die nach wie vor bestehenden Verflechtungen der Interessen der Fernleitungsnetzbetreiber mit denen der mit ihnen verbundenen Vertriebsunternehmen erfordern ein netzbetreiber- bzw. unternehmensunabhängiges Konzept als Grundlage für die nächsten Zusammenlegungsschritte. Denn beiden vorgelegten Konzepten fehlen sowohl eine dezidierte Ermittlung von physischen Engpässen als auch Vorschläge für deren Beseitigung. Ohne belegte Engpässe müssen wir davon ausgehen, dass auch jede andere Konstellation einer Marktgebietszusammenlegung durchführbar ist. Auch hierzu sei noch einmal auf die Monopolkommission verwiesen: „Um zweifelsfrei feststellen zu können, ob mehrere Marktgebiete sinnvoll sind und tatsächlich Teilnetze vorliegen, bedarf es **transparenter Verfahren**, die **physikali-**

¹ Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten Strom und Gas 2009, S. 99-100, Randziffer 247.

sche Engpässe eindeutig identifizieren bzw. auch prognostizieren. Diese Engpässe müssen permanenter Natur und nicht durch geeignete Engpassmanagementmethoden zu beheben sein. Auch ist nur dann eine Marktgebietsbildung zulässig, wenn der Engpass nicht durch einen **sinnvollen Netzausbau** behoben werden kann.² Schließlich sollten in einem **Gesamtkonzept – erstellt durch einen unabhängigen Dritten** – alle Möglichkeiten der Zusammenlegung geprüft und mit einer nachvollziehbaren Kosten-Nutzen-Analyse belegt werden.

- **Referenzmodell für Zusammenlegung der L-Gas-Marktgebiete**

Einen ersten Schritt in Richtung Gesamtkonzept sehen wir in der Erstellung eines Vergleichsmodells. Während beispielsweise Schnittpunkte zwischen den Netzen der ONTRAS und GVS/ENI bereits wegen ihrer geographischen Lage ausgeschlossen werden können, drängen sich andere Modelle geradezu auf: Mindestens sollte ein Referenzmodell für die naheliegende Bildung eines großen L-Gas-Marktgebietes erstellt werden. Zielszenario dieses Referenzmodells wäre die Integration des norddeutschen Marktgebietes mit dem niederländischen Marktraum. Möglicherweise stellt sich heraus, dass die Umsetzung dieses Referenzmodells wesentlich einfacher und günstiger ist, als die anderen vorgeschlagenen Modelle.

Dagegen betrachten wir die Kostenschätzung im EGT-Modell als nicht ausreichend für eine Abwägung zwischen den einzelnen Modellen – zumal sie auf schwer überprüfbaren Annahmen von EGT beruhen. Die Ausgaben der Netzbetreiber für die unterstellten Lastflusszusagen wurden bis dato weder veröffentlicht noch von der Regulierungsbehörde geprüft oder gar reguliert. Auf dieser Grundlage kann aber keine Entscheidung bzgl. der Marktgebietszusammenlegung getroffen werden, zumal diese den Umfang der vom Netzbetreiber nachgefragten Lastflusszusagen noch potentiell erhöhen würde. Wenige Anbieter von Lastflusszusagen bieten zudem Raum für strategisches Verhalten einzelner zu Lasten aller Netznutzer.

- **Orientierung an den technischen Möglichkeiten**

Während Netzbetreiber bei anderen Diskussionen regelmäßig auf einer Beachtung „der Phy-

² Vgl. Monopolkommission, Sondergutachten Strom und Gas 2009, S. 99, Randziffer 246.

sik im Gasnetz“ beharren, gehen beide Konzepte überhaupt nicht auf technischen Möglichkeiten oder vorhandene Gasflüsse ein. Beide Konzepte legen zuerst das Ziel fest – hier die Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung auf Unternehmensebene bzw. innerhalb der bestehenden Marktgebietskooperation. Nach der Feststellung, dass keine physischen Kapazitäten zur Gasqualitätskonvertierung jeweils zwischen den H- und L-Gasnetzen von EGT bzw. GUD vorhanden sind, werden in beiden Konzepten verschiedene Wege zur Umsetzung des Eingangs definierten Ziels entworfen.

Die tatsächliche Situation sieht hingegen anders aus: Das Erdgas fließt bereits heute durch ein Gasverbundnetz, das den gesamten deutschen Markt überzieht. Folglich müssen die **Verbindungen zu anderen Fernleitungsnetzbetreibern** vorbehaltlos geprüft werden. Dabei ist das Augenmerk ebenfalls zu richten auf:

- gemeinsam mit anderen Netzbetreibern betriebene Pipelines, bei denen die Kapazitätstrennung nur kaufmännisch erfolgt, aber nicht real vorhanden ist,
- jene Netzkopplungspunkte und Mischanlagen, deren Buchung heute nicht von den Netzbetreibern angeboten wird und die nicht in den Gasnetzarten ausgewiesen sind.

▪ **Marktgebietsüberlappungen sind Indiz für Verbindungen**

Ein Blick auf die bestehenden Marktgebietsüberlappungen bei der Zuordnung von Regional- und Verteilnetzen ermöglicht eine näherungsweise Identifikation der Schnittmengen zwischen Fernleitungsnetzen und somit Marktgebieten. Gemäß § 20 Abs. 2 GasNZV ist eine Zuordnung der einzelnen Netze zu mehreren Marktgebieten nur aus „netztechnischen Gründen“ zulässig. Das setzt aber voraus, dass die Marktgebiete anhand der Netztopologie und nicht nach integrierten Unternehmensinteressen gebildet wurden. Im Sinne eines einfachen und effizient ausgestalteten Netzzugangs sind solche mehrfachen Zuordnungen (im Folgenden Überlappungen genannt) möglichst zu vermeiden. Wegfallende Marktgebietsüberlappungen sind überdies der Nutzenseite bei der zu erstellenden Kosten-Nutzen-Analyse hinzuzurechnen.

Wir haben hierzu die Netzbetreiberzuordnungsliste³ bzgl. der Häufigkeit von Marktgebietsüberlappungen in Verbindung mit der Gasqualität ausgewertet. Es bestehen:

- » 151 Netze mit Überlappungen zwischen H-Gas-Marktgebieten,
- » 43 Netze mit Überlappungen zwischen H- und L-Gas-Marktgebieten, davon wird bzw. werden
 - ein Verteilnetz aus Thyssengas-H und Thyssengas-L und
 - zwei Verteilnetze aus GASPOOL, EGT-L und Aequamus aufgespeist;
- » 33 Netze mit Überlappungen zwischen L-Gas-Marktgebieten, davon werden
 - sechs Verteilnetze aus EGT-L und Thyssengas-L und
 - 27 Verteilnetze aus EGT-L und Aequamus aufgespeist. Hier besteht die Verbindung entweder zum Fernleitungsnetz von Erdgas Münster-Transport oder zum ehemaligen Marktgebiet L-Gas Norddeutschland.

Keine Überlappungen von Verteilnetzen gibt es zwischen den Marktgebieten Thyssengas-L und Aequamus.

Jeweils aus der Perspektive der heutigen L-Gas-Marktgebiete ergeben die ausgewerteten Überlappungen der zugeordneten Netze (Anzahl in Klammern) folgendes Bild:

- » EGT-L: Überschneidung mit Thyssengas-L (6), große Schnittmenge zu Aequamus (27) sowie in zwei Verteilnetzen Überlappungen mit Gaspool,
- » Aequamus: große Schnittmenge mit EGT-L (27) und in zwei Verteilnetzen Überlappungen mit Gaspool,
- » Thyssengas-L: Schnittmenge zu EGT-L (6) sowie Überlappung mit Thyssengas-H.

▪ **Kapazitätssituation an den Grenzkopplungspunkten**

Während die Marktgebietsüberlappungen die Potentiale direkter und indirekter MÜT-Kapazitäten offenlegen, sollten die Grenzkopplungspunkte ebenfalls genauer betrachtet werden. Gerade beim Gastransport aus den Niederlanden nach Deutschland wird das Erdgas

³ BGW VKU Praxisinformation, Erhebungsergebnisse bei der Bildung von Marktgebieten vom 4.2.2008: Diese Liste gibt ein klareres Bild bzgl. der Schnittmengen zwischen den einzelnen Fernleitungsnetzbetreibern als die in 2010 aktualisierte Liste; in obigen Aussagen wurden dennoch die heutigen Marktgebietskooperationen berücksichtigt.

häufig in die Netze mehrerer Betreiber eingespeist. Nachfolgende Übersicht zeigt alle⁴ aus dem System der niederländischen Gas Transport Services (GTS) aufgespeisten Grenzkopplungspunkte und den Weitertransport des Erdgases nach Deutschland:

Grenzkopplungspunkt	Gasqualität	TSO Entry	Marktgebiet
Bocholtz	H	EGT, ENI, Thyssengas	NCG, Thyssengas-H
Bunde / Oude Statenzijl (H) I + II	H	EGT	NCG
Bunde / Oude Statenzijl (H)	H	WINGAS, GUD	GASPOOL
Zevenaar	L	EGT, Thyssengas	EGT-L, Thyssengas-L
Winterswijk	L	EGT	EGT-L
Haanrade	L	Thyssengas	Thyssengas-L
Bunde / Oude Statenzijl (L)	L	EWE, GUD	Aequamus

Überträgt man diese Daten auf die Situation der qualitätsübergreifenden Zusammenlegung gemäß den Vorschlägen von EGT und GUD, dann ergäbe sich folgendes Bild:

Grenzkopplungspunkt	Gasqualität	TSO Entry	Marktgebiet
Bocholtz Zevenaar Winterswijk Bunde / Oude Statenzijl (H) I + II	H + L	EGT, ENI, Thyssengas	NCG + EGT-L sowie Thyssengas-H und Thyssengas-L
Bunde / Oude Statenzijl (H) Bunde / Oude Statenzijl (L)	H + L	WINGAS, GUD, EWE	GASPOOL + Aequamus
Haanrade	L	Thyssengas	Thyssengas-L

Die Darstellungen zeigen außerdem, dass die Gasflüsse zwar theoretisch getrennt nach H- und L-Gas einzelnen Grenzkopplungspunkten zugeordnet werden können. Allerdings stellt sich uns dabei die Frage nach der Notwendigkeit. Gleich mehrere Gründe sprechen gegen eine Trennung:

- Der Netzzugang im niederländischen Gasmarkt erfolgt seit Juli 2009 über ein einziges,

⁴ Daten der Grenzkopplungspunkte soweit veröffentlicht – eigene Auswertung der Übersichten von ENTSO-G (<http://www.entsog.eu/mapsdata.html>).

qualitätsübergreifendes Marktgebiet.

- Im Gashandel am niederländischen virtuellen Handelspunkt TTF gibt es keine Differenzierung nach der Gasqualität.
- Eine virtuelle Trennung der Gasflüsse an physisch zusammenhängenden Punkten schränkt die Netzzugangsmöglichkeiten ein.

Folglich wäre eine Trennung über die Subbilanzkonten – wie in der Konzeptstudie von GUD/KEMA vorgeschlagen – weder erforderlich noch durchführbar, wenn im Gashandel weder auf der niederländischen noch auf der deutschen Seite (nach Umsetzung der qualitätsübergreifenden Zusammenlegung) nach H- und L-Gas differenziert wird.

Unabhängig vom Weg der weiteren Marktgebietszusammenlegung in Deutschland, wird es zukünftig keine punktscharfen Kapazitätsbuchungen mehr geben. Denn nach § 11 GasNZV haben Fernleitungsnetzbetreiber ihr Kapazitätsangebot so zu bündeln, dass Transportkunden nur noch je Ein- oder Ausspeisezone (und je Fernleitungsnetzbetreiber) Kapazität buchen und nominieren müssen. Eine darüber hinaus gehende Kapazitätsbündelung ist Gegenstand einer Konsultation der Bundesnetzagentur sowie der europäischen Diskussion über das Zielmodell zur Fortentwicklung des europäischen Binnenmarktes.

▪ **Beschreibung der Gasflüsse**

Das anhand von Marktgebietsüberlappungen und Kapazitätssituation skizzierte Bild spiegelt sich auch in den Gasflüssen wieder. Der deutsche Gasmarkt verfügt im Wesentlichen über zwei L-Gas-Quellen und entsprechend existieren zwei große Ströme von L-Gas-Lastflüssen:

- Das L-Gas aus der inländischen Produktion wird fast komplett in die Fernleitungsnetze von EGMT und GUD eingespeist und das L-Gas im EGT-L-Netz lässt sich hauptsächlich auf Lastflüsse aus dem Netz der EGMT zurückzuführen.
- Der L-Gas-Import aus den Niederlanden stellt den zweiten großen Lastfluss dar.

▪ **Zielmodell und langfristiger Planungshorizont**

Es kann nur eine langfristige Lösung geben und die Entscheidung über die anstehenden Zwischenschritte der Zusammenlegung kann nur unter Berücksichtigung der Marktraumumstel-

lung aufgrund unvermeidbarer Rückgänge bei der L-Gas-Produktion gefällt werden. Die Kosten müssen für alle Marktteilnehmer wie Kunden langfristig kalkulierbar sein (Planungshorizont 20 Jahre).

- **Aufrechterhaltung der frei zuordenbaren Kapazitäten**

Die Marktgebietszusammenlegung darf nicht zu einer Einschränkung der frei zuordenbaren Kapazitäten führen. Vielmehr sollten die Netzbetreiber gemäß GasNZV-Novelle ihr Kapazitätsangebot an den physischen Möglichkeiten – statt wie bisher an vertraglichen Engpässen – orientieren. Zudem sollten sie die in § 10 GasNZV beschriebene Option zur Ausweisung von zusätzlichen Kapazitätsmengen ausschöpfen.

- **Transparenz bzgl. Kosten und Risiken**

Große Bedenken haben wir bzgl. der dargelegten Kosten der von EGT und GUD vorgeschlagenen Modelle. In der Modellbeschreibung von EGT fehlen konkrete und nachvollziehbare Angaben zu den Kosten völlig. Sowohl Lastflusszusagen (EGT-Modell) als auch Regelenergie (KEMA-Studie) sind bis dato durch Intransparenz und fehlende Kostenüberprüfung geprägt (siehe auch unsere Ausführungen zum Punkt Referenzmodell). Wir erwarten nicht, dass für die Marktgebietszusammenlegung keine Kosten anfallen, jedoch sollte jenes Modell gewählt werden, das die geringsten Kosten verursacht. Außerdem sind die entstandenen Kosten u. E. unbedingt von der Bundesnetzagentur zu prüfen.

Allein auf Basis der vorliegenden Modellbeschreibungen ist es uns nicht möglich, Risiken und Kosten beider Modelle ausreichend abzuschätzen. Die Bedenken, die nach unserer Kenntnis auch von anderen Netznutzern in dieser Konsultation geäußert werden, müssen von EGT und GUD ausgeräumt werden. Gegebenenfalls ist dies durch flankierende Regulierungsmaßnahmen der BNetzA sicherzustellen. Kosten für historische Lastflüsse sollten nicht anerkannt werden. Nicht zuletzt: Nur bei eigentumsübergreifender und -unabhängiger Marktgebietsbildung wird die Dominanz einzelner Anbieter bei den eingegangenen Lastflusszusagen durchbrochen.

▪ **Zusammenarbeit der Netzbetreiber**

Marktgebietszusammenlegung ist nicht das Projekt eines einzelnen Fernleitungsnetzbetreibers. Beide Konzepte erwähnen jedoch nicht, ob und inwieweit diese Vorschläge mit den übrigen Fernleitungsnetzbetreibern in den bestehenden Marktgebietskooperationen abgesprochen wurden. Sind ONTRAS, WINGAS Transport, Dong Energy Pipelines, Statoil Deutschland Transport, EWE Netz, EGMT, bayernets, GVS/ENI und GRTgaz Deutschland mit in die Entwicklung dieser Modelle eingebunden? Was passiert mit den zwei Marktgebieten von Thyssengas?

▪ **Planungssicherheit durch frühzeitige Kommunikation**

Jeder Zusammenlegungsschritt sollte frühzeitig und verbindlich gegenüber den Netznutzern kommuniziert werden. Fehlende Informationen oder Informationsasymmetrien schaden dem Wettbewerb.

Unsere Antworten auf die Fragen der Bundesnetzagentur in dieser Konsultation:

I. Zur Modellgestaltung

1. *Welche weiteren zentralen Gestaltungsmerkmale sollten qualitätsübergreifende Marktgebiete notwendig aufweisen?*
 - Eigentumsunabhängige Diskussion über den Zuschnitt der Marktgebiete.
 - Überprüfung der technischen Möglichkeiten durch ein unabhängiges Gesamtkonzept.
 - Berücksichtigung der Lastflüsse und naheliegender Marktgebietsverbindungen.
 - Verringerung bestehender Marktgebietsüberlappungen.
 - Keine Trennung von physisch zusammenhängenden Punkten und Pipelines zwecks Zuordnung zu verschiedenen Marktgebieten Ein virtueller Punkt je Marktgebiet und keine andere Art der Trennung in H- u. L-Gas.
 - Keine Beschränkung auf nationale Grenzen im Zielmodell.
 - Volle Transparenz über die Entstehung der Kosten.
 - Keine Verringerung der ausgewiesenen Kapazitäten durch die Zusammenlegung.

- Langfristige Planung: Wenn die Umstellung von L-Gas auf H-Gas günstiger als alle anderen Möglichkeiten ist, dann muss die Marktraumumstellung erfolgen.

2. *Auf welche Mittel sollten die Netzbetreiber zurückgreifen, um die physische Ausgeglichenheit der Netzbereiche des Marktgebietes auch bei qualitätsübergreifenden Transporten zu gewährleisten? In welchem Verhältnis sollte insbesondere der Einsatz technischer Maßnahmen (wie z.B. Bau und Betrieb von Misch- bzw. Konvertierungsanlagen oder erweiterte Zuordnung von Speichern zum Netzbetrieb) und kommerzieller Maßnahmen (z.B. Swap-Geschäfte, Lastflusszusagen, Regelenergie) zueinander stehen? Ist das Verhältnis zwischen technischen und kommerziellen Maßnahmen anders zu gewichten, soweit es sich bei kommerziellen Produkten um rein leistungspreisbasierte Angebote handelt?*

Als erstes muss über die Marktgebietszusammenlegung nach einem Gesamtkonzept entschieden werden (siehe unsere Antwort zur ersten Frage). Nur so ist sichergestellt, dass der günstigste und auch am schnellsten realisierbare Weg umgesetzt wird.

Der Abgleich gegenläufiger Transporte erspart physische Lastflüsse und ist daher vorrangig einzusetzen. Investitionen sollten nur für langfristige Maßnahmen vorgenommen werden, nicht aber in Übergangsinstrumente wie einen umfangreichen Aufbau von Gasmischanlagen. Lastflusszusagen müssen von der Bundesnetzagentur reguliert und deren Kosten kontrolliert werden.

Kommerzielle Maßnahmen sollten nur mit technischen Änderungen einhergehen. Dies verhindert die Ausnutzung der kommerziellen Instrumente – die technische Umstellung ist im Hinblick auf die Marktraumumstellung unvermeidbar. Bei sukzessiver Marktraumumstellung müsste zudem die Entry-Kapazität in das L-Gasnetz entsprechend gekürzt werden, um keinen Raum für Lieferungen ohne Endverbrauch oder Spekulation in großem Umfang zu öffnen.

Technische Anlagen stellen eine Leistung bereit und können mit einem Leistungspreis vergütet werden. Kommerzielle Maßnahmen werden nur durch Nutzung beansprucht und für die Abrechnung der Menge eignet sich ein Verbrauchspreis besser.

3. *Welcher Zeitaufwand ist für die Bildung eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes insgesamt erforderlich*
- a) *auf Basis kommerzieller Maßnahmen.*
 - b) *auf Basis technischer Maßnahmen (insbes., wenn Neuinvestitionen erforderlich werden)?*

Es liegt in der Natur der Sache, dass kommerzielle Maßnahmen schneller umsetzbar sind, das darf aber gerade nicht dazu führen, den Netzausbau zu vernachlässigen. Das in der GasNZV formulierte Ziel ist klar: Verringerung der Zahl der Marktgebiete auf drei bis zum 1. April 2011. Dieses Ziel muss erreicht werden, umso wichtiger ist die in dieser Stellungnahme oben angesprochene unabhängige Prüfung der technischen Möglichkeiten in alle Richtungen zur Ermittlung des am besten geeigneten nächsten Schrittes für die weitere Marktgebietszusammenlegung.

4. *Wie sollte der virtuelle Handelspunkt ausgestaltet sein, um einen möglichst liquiden Handel zu ermöglichen?*

Voraussetzung für liquiden Handel ist ein geringer Transaktionsaufwand und dass dem Handel keine Beschränkungen auferlegt werden – also keine Differenzierung der Mengen nach H- und L-Gas und keine Erhebung einer Konvertierungsumlage. Denn eine virtuelle Trennung zwischen H- und L-Gas verhindert die Konzentration des Handels.

5. *Welche missbräuchlichen Arbitragemöglichkeiten eröffnet die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete und mit welchen Mitteln können solche Arbitragegeschäfte effizient verhindert werden?*

Arbitrage ist ein Marktmechanismus, der erst aufgrund des Bestehens von Unterschieden in Gang gesetzt wird. Aber durch eine qualitätsübergreifende Marktgebietszusammenlegung sollten ja gerade die Unterschiede (zwischen H- und L-Gas) aufgelöst werden.

Wird dagegen eine virtuelle Trennung zwischen H- und L-Gas aufrechterhalten und ggf. eine Konvertierungsumlage o. ä. eingeführt, ermöglicht dies eine Optimierung und im Extremfall die missbräuchliche Ausnutzung des Systems. Ohne diese virtuelle Trennung gibt es dagegen gar keinen Raum für strategisches Verhalten. Hier sei noch einmal explizit auf unsere Ausführungen oben unter dem Punkt „Kapazitätssituation an den Grenzkopplungspunkten“ hingewiesen: Wenn die Gasqualität bereits im Handel im angrenzenden Markt (Niederlande) keine Rolle mehr spielt und auch die Kapazitätsbuchungen nicht mehr punktscharf erfolgen, wo bliebe denn da überhaupt Raum für eine missbräuchliche Ausnutzung des Systems durch die Netznutzer?

Sanktionsmechanismen können grundsätzlich im Bilanzkreisvertrag geregelt werden, aber wir sehen da im Hinblick auf die Marktgebietszusammenlegung keinen Regelungsbedarf.

6. *Ist es erforderlich, für qualitätsüberschreitende Gastransporte ein gesondertes Entgelt zu erheben? Wenn ja, wie sollte dieses Entgelt strukturiert sein? Welche Kosten sollte dieses Entgelt abdecken und in welchem System (Netzentgeltgenehmigung, Regelernergieumlage, Sonstiger Umlagepotf) sollte es erhoben werden?*

Nein, es sind keine zusätzlichen Entgelte erforderlich. Außerdem fallen bilanzielle Zuordnungen von Gastransporten und physische Konvertierungen nicht zusammen, da sich bereits gegenläufige Transporte aufheben. Hier ist eher der Netzbetreiber in der Beweislast, ob und wie bestimmte „Transportaufträge“ nicht sogar netzentlastend wirken.

7. *Wie ist die Netzstabilität zu gewährleisten, wenn die Winterleistungsspitze bei den Letztverbrauchern im L-Gas-Bereich des Marktgebietes angesichts der sinkenden Jahresbandlieferung der inländischen Produktion nicht mehr abgedeckt werden kann? Erscheint es sachgerecht, in diesem Fall Speicher in netzzugehörige Speicher umzuwandeln? Wenn ja, wie und in welcher Bedarfshöhe ist dies umzusetzen? Benennen Sie ggf. alternative Lösungsansätze.*

Die Nutzung vorhandener Speicher erscheint sinnvoll. Hier entsteht über Ausschreibung der benötigten Speicherleistung ein transparenter Markt.

8. *Wie wirkt sich die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete auf die weitere Integration der europäischen Gasmärkte aus?*

Würden die qualitätsübergreifenden Marktgebiete so gebildet wie in den Modellen von EGT und GUD vorgeschlagen, dann befürchten wir, dass dies die weitere Integration der europäischen Gasmärkte erschwert. Hemmnisse sehen wir zum einen in der Komplexität der Ausgestaltung der Modelle: Je komplexer, desto schwieriger wird es, sich auf kompatible Regeln bei der Umsetzung weiterer Integrationsschritte zu einigen. Ein grundlegendes Problem ist, dass EGT und GUD erst das Ziel definiert und dann die Maßnahmen dazu entwickelt haben. Dagegen fehlt ein Gesamtkonzept, in dem auch die Lastflüsse und bestehende und potentiell einfach herstellbare Verbindungen zwischen den Fernleitungsnetzen in alle Richtungen geprüft und berücksichtigt wurden (siehe auch unsere Antwort zu Frage I.1.)

II. Zur Kosten-Nutzen-Analyse

1. *Welche Vorteile ergeben sich durch die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete für Händler, Transportkunden, Netzbetreiber und Letztverbraucher, insbesondere gegenüber einer rein qualitätseinheitlichen Marktgebietenkonsolidierung?*

Der Netzzugang wird einfacher und durch wegfallende (MÜT-) Kapazitätsbuchungserfordernisse preiswerter, die Liquidität wird durch Konzentration von Angebot und Nachfrage

an einem einzigen (virtuellen Handels-)Punkt erhöht. Die L-Gas-Marktgebiete werden in liquide Marktgebiete integriert mit der Folge, dass die Liquidität steigt und die Letztverbraucher unter mehr Gasanbietern wählen können. Außerdem entfallen Marktgebietsüberlappungen – je passender der neue Marktgebietszuschnitt, umso größer ist dieser Effekt. Darüber hinaus lässt sich Regelernergie in dem vergrößerten Marktgebiet besser beschaffen und effizienter einsetzen – ein Gegeneinanderregeln wird vermieden. Die Zahl der potentiellen Regelernergieanbieter steigt.

2. *Ergeben sich bei der Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete Auswirkungen auf den Fortbestand frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten an den Marktgebietsgrenzen bzw. Grenzkopplungspunkten? Wenn ja, welche und wie können negative Auswirkungen effizient behoben werden?*

Diese Frage können nur die Netzbetreiber beantworten. Unsere Forderung lautet: Aufrechterhaltung der frei zuordenbaren Kapazitäten. Was wir aber sicher sagen können: Erfolgt die weitere Marktgebietszusammenlegung auf der Grundlage einer unternehmensunabhängigen Betrachtung und einem Konzept, das die oben dargelegten Zusammenhänge von Lastflüssen und gemeinsam genutzten Kapazitäten nicht ignoriert, dann können negative Effekte aus der Zusammenlegung vermieden werden.

3. *Welche Kosten entstehen durch Bildung und Betrieb eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes (z.B. Investitionskosten, Betriebskosten) einmalig oder fortlaufend? Wie ist die Höhe der Kosten einzuschätzen im Vergleich zu alternativ möglichen qualitätseinheitlichen Zusammenlegungsszenarien?*

Diese Frage können nur die Netzbetreiber beantworten.

4. *Wie sollten die mit dem Betrieb des qualitätsübergreifenden Marktgebietes zusätzlich entstehenden Kosten angemessen und diskriminierungsfrei allokiert werden?*

Bei den Kosten muss differenziert werden nach Investitions- und laufenden Kosten. Investitionskosten könnten in den Netzentgelten berücksichtigt werden. Es ist für uns jedoch grundsätzlich schwierig diese Frage zu beantworten, ohne die Kosten vorher zu kennen.

III. Zur dauerhaften Umstellung von L- auf H-Gas

1. *Unter welchen Voraussetzungen sollte die Umstellung eines L-Gas-Netzbereiches auf H-Gas erfolgen? Welche Preis-Parameter sollten für die Umstellungsentscheidung relevant sein? Sind sonstige Parameter für die Umstellungsentscheidung heranzuziehen? Wenn ja, welche?*

Die Netzbetreiber müssen zuerst exakt die Kosten der Umstellung benennen (Zahl der Anschlüsse und Geräte). Erst dann kann eine Abwägung getroffen werden, in wie vielen Jahren sich die Umstellung bei der erwarteten Preisentwicklung amortisiert. Zuerst müssten jene Verbraucher umgestellt werden, die am weitesten von der Konvertierungsanlage entfernt sind, um die Umstellung des Netzes so schnell wie möglich abzuschließen.

Sonstige Parameter für diese Entscheidung wären:

- Wenn die Deckung der Winterspitze nicht mehr möglich ist,
- wenn Investitionen in nur übergangsweise genutzte Anlagen erforderlich wären,
- wenn der Weiterbetrieb der bestehenden Konvertierungsanlagen (normale Laufzeit unterstellt) teurer als die Umstellung wäre.

2. *Wie sollte ein Kostenmonitoring strukturiert sein, um transparente und belastbare Signale für eine Umstellungsentscheidung liefern zu können?*

Uneingeschränkte Veröffentlichung aller Kosten nach von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Kriterien und deren Umlage. Es gibt überhaupt kein gerechtfertigtes Interesse im Netzbereich Kosten und deren Herkunft geheim zu halten. Ganz im Gegenteil zeigt diese Konsultation einmal mehr, welch überragenden volkswirtschaftlichen Mehrwert Transparenz im Netzbereich hat und wie dringend notwendig hier offenere Regeln sind.

3. *Wer sollte die Umstellungsentscheidung treffen? Welche Verfahrenselemente z.B. im Hinblick auf notwendige Vorlaufzeiten oder die Mitwirkung der betroffenen Marktbeteiligten sind dabei einzuhalten? Sollte einzelnen Marktbeteiligten (z.B. Ausspeisenetzbetreibern, Transportkunden oder Letztverbrauchern) im Hinblick auf die Umstellungsentscheidung ein Veto-Recht zukommen? Wenn ja, warum und unter welchen Voraussetzungen?*

Die Entscheidung über die Marktraumumstellung ist eine programmatische Entscheidung. Voraussetzung für eine breite Akzeptanz dieser Entscheidung ist volle Transparenz und umfangreiche Information. Ist das gegeben, dann braucht es kein Vetorecht.

Außerdem muss zwischen Netzkosten und zeitlichen Parametern bestehender Verträge ein Ausgleich gefunden werden. Eine angemessene Vorlaufzeit ist ebenso unabdingbar wie die Bekanntgabe eines Zeitplans mit den Etappen der Umsetzung.

4. *Wäre es sinnvoll, dass der für die Umstellungsentscheidung Verantwortliche eine Prioritätenliste führt und veröffentlicht, aus der sich die Reihenfolge der umzustellenden Netzgebiete ergibt? Könnte mit Blick auf die Liste die Vorlaufzeit für die Ankündigung einer Umstellung verkürzt werden?*

Siehe unsere Antwort zu Frage III.3.

Die Marktraumumstellung muss zentral koordiniert werden und das am besten in einer einzigen Dispatchingzentrale statt nur über eine Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern. Um es mit den Begriffen aus dem Strommarkt zu sagen: Wir brauchen hierfür einen zentralen Netzregler statt eines Netzreglerverbundes. Nur so würde auch sichergestellt, dass jeweils die zentralen Lastflüsse im System ohne „Abstimmungsverluste“ beachtet werden.

5. *Welche Kosten entstehen bei der Umstellung des Netzgebietes? Wie sollten diese angemessen und diskriminierungsfrei allokiert werden?*

Es entstehen netzbezogene und gerätebezogene Kosten bei der Umstellung. Verpflichtungen aus Lieferverträgen müssen in die Überlegungen ebenso mit einbezogen werden. Eine Aussage zur Allokation der Kosten ist schwierig, wenn die Kosten noch nicht bekannt sind.

6. *Mit welchen Mitteln ist während der Umstellungsphase die Ableitbarkeit der verbliebenen inländischen L-Gas-Produktion sicherzustellen?*

Auch dies ist eine Aufgabe des zentralen Netzreglers.

Berlin, September 2010