

I. Grundlegende Erwägungen

Das im EnWG verankerte Zweivertragsmodell sieht lediglich einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag für den Zugang zum deutschen Gasnetz vor. Dem Gesetzgeber ist damit die Grundvermutung zu unterstellen, dass der Zugang zum deutschen Netz auf Basis einer Bilanzzone die Regel ist. Eine Unterteilung des Netzes in mehrere Bilanzzonen soll nur bei einer für alle Beteiligten festgestellten Unzumutbarkeit die Ausnahme bleiben.

Der Eingangssatz der Konsultationseröffnung impliziert, dass das deutsche Netz a priori in mehrere Bilanzzonen unterteilt ist.¹ Damit kommt der seit Beginn der Kooperationsvereinbarung verfolgte progressive Reduktionsansatz zum Ausdruck, im Rahmen dessen die Beschlusskammer den § 20 Abs. 1b EnWG im Sinne Reduzierungspflicht auslegt (vorab hohe Anzahl von Marktgebieten, die nur durch weitere Bemühungen weiter zu reduzieren sind).

Soweit mir bekannt ist, sind bisher weder die technische Nichtmachbarkeit, noch die wirtschaftliche Unzumutbarkeit für den Betrieb der deutschen Gasinfrastruktur als ein Marktgebiet jemals nachgewiesen worden. Gleichmaßen sind noch keine dauerhaften Engpässe gemäß § 20 Abs. 1b Satz 10 EnWG festgestellt worden.

Als mindestens gleichberechtigte Auslegung des Gesetzestextes schlage ich einen konservativen Ansatz vor. Das Gesetz verpflichtet, die Größe einer Bilanzzone groß zu halten, die Anzahl der Bilanzzonen mithin gering zu halten: Dabei besteht vorab nur eine Bilanzzone, welche nur bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit oder technischer Unmöglichkeit weiter - und möglicherweise nur befristet - in Teilnetze oder Bilanzzonen zu unterteilen ist.

Diese Auslegung macht auch deswegen Sinn, weil jede Buchungspflicht potentiell einen kommerziellen Engpass erzeugt. Ein kommerzieller Engpass, entstanden durch die Summe aller Buchungen des individuellen Bedarfs, lässt keinen Rückschluss auf einen physischen Engpass zu, behindert jedoch den Zugang zu den Netzen.

1.Rechtliche Bewertung: Die Intention des deutschen Gesetzgebers ist der Netzzugang auf Basis des Zweivertragsmodells und damit einer Bilanzzone

Die Überlegungen aus der Untersagung der Einzelbuchungsvariante (BK7-06-074) lassen sich sinngemäß auch auf die Marktgebietsunterteilung übertragen: Das Zweivertrags(Entry-Exit)modell ist in § 20 Abs. 1b EnWG ausdrücklich

¹ Der nicht legaldefinierte Begriff „Marktgebiete“ wurde als Hilfskonstrukt bei der „Verhandlung“ der KooV I zur Umsetzung des Zweivertragsmodells erfunden, und hat darüber nun seinen Weg in die Gasnetzzugangsverordnung gefunden, ohne dass es dazu eine Ermächtigung gibt. Es kann bezweifelt werden, dass eine Paralleldefinition neben der für die Umsetzung der Gesetzesabsicht eigentlich ausreichenden Legaldefinition „Bilanzzone“ Absicht des Gesetzes ist.

vorgeschrieben und wird von weit reichenden Kooperationspflichten der Netzbetreiber flankiert.

Mehrere Marktgebiete oder eine Buchungspflicht hingegen sind in § 20 Abs. 1b EnWG nicht vorgeschrieben. Andererseits ist sie aber auch nicht ausdrücklich ausgeschlossen. Fraglich ist somit, ob die Bundesnetzagentur den Netzzugang auf der Grundlage von Marktgebieten und damit Buchungspflichten zu sanktionieren berechtigt oder gar verpflichtet ist.

Die Bundesnetzagentur kann nur solche Vorgaben machen, die vom EnWG gedeckt sind. Sollten Netzbetreiber innerhalb des deutschen Gasnetzes eine individuelle Buchungspflicht von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten erfordern, würde dies also einen Verstoß gegen das Gesetz darstellen und die Bundesnetzagentur müsste im Rahmen eines Missbrauchsverfahrens tätig werden. Bei der gegenwärtig vorliegenden Buchungspflicht zwischen Marktgebieten sehe ich die Voraussetzung dafür gegeben.

i. Modellvorgaben des § 20 Abs. 1b EnWG

Durch § 20 Abs. 1b EnWG ist die Zweivertragsvariante verpflichtend vorgeschrieben. Dies ergibt sich zum einen aus der ausdrücklichen und umfassenden Verpflichtung der Netzbetreiber zur eigentumsübergreifenden Ermöglichung eines Gastransports auf der Grundlage von nur zwei Verträgen (§ 20 Abs. 1b Satz 2 und 3 EnWG). Zum anderen folgt es aus den engen Kooperationspflichten, die nur durch technische Unmöglichkeit und wirtschaftliche Unzumutbarkeit beschränkt werden (§ 20 Abs. 1b Satz 5 EnWG). Schließlich dient die Geringhaltungspflicht hinsichtlich der Netze oder Teilnetze und Bilanzzonen gerade dem Zweck, die Abwicklung durch nur zwei Verträge (§ 20 Abs. 1b Satz 7 EnWG) so umfassend wie möglich zu gewährleisten.

Marktgebiete oder eine Buchungspflicht zwischen Netzen findet demgegenüber im Gesetz keine ausdrückliche Erwähnung. Selbst § 20 Abs. 1b Satz 10 EnWG schreibt keinesfalls eine netzbetreiberscharfe Buchungsmöglichkeit vor. Betreiber von Fernleitungsnetzen müssen danach ein Entry-Exit-System implementieren, das die Ausspeisung auf Basis eines solchen Systems an jedem Ausspeisepunkt ihres Netzes ermöglicht. Ein Ausspeisepunkt ist aber nach der Legaldefinition des § 3 Nr. 1b EnWG eine (physische) Entnahmestelle und gerade keine Überspeisungsstelle zwischen Netzen.

Es besteht auch keine Veranlassung, dem Transportkunden die zusätzliche Möglichkeit einer zusätzlichen Marktgebiet-abgrenzenden Buchung zur Verfügung zu stellen. Nach § 1 EnWG ist der Gesetzeszweck die preisgünstige und effiziente Versorgung der Allgemeinheit mit Gas; das Ziel des Gesetzes ist die Herstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs. Es ist nicht zu erwarten, dass die Buchungspflicht an Marktgebietsgrenzen effizienzsteigernde oder wettbewerbsfördernde Wirkungen hat. Nicht zu vernachlässigen ist dabei, dass diese Variante ein gewisses Diskriminierungspotenzial birgt, da eine transparente Methodik zur Sicherstellung der Gleichpreisigkeit (oder ein irgendwie gearteter „Leistungswettbewerb“) bisher nicht existiert. Zudem wäre durch hypothetische Implementierung zweier paralleler Systeme ein erhöhter Abwicklungsaufwand zu besorgen, der dem Gesetzeszweck der Preisgünstigkeit und der Effizienz zuwider laufen könnte.

Ein unterstelltes Begehren eines oder mehrerer Netzbetreiber sich auf die deutschlandweite Zweivertragsvariante zu beschränken, würde daher keinen Verstoß gegen die gesetzlichen Modellvorgaben darstellen. Die Voraussetzungen des § 30 EnWG sind nicht erfüllt; einem etwaige Missbrauchsverfahren würde damit die Grundlage fehlen.

ii. Kooperationspflicht

§ 20 Abs. 1b Satz 5 EnWG postuliert eine Kooperationsverpflichtung aller Netzbetreiber um die Abwicklung eines Transports auch über mehrere, durch Netzkopplungspunkte miteinander verbundene Netze nur einen Einspeise- und einen Ausspeisevertrag abschließen muss, wie sie zur Ermöglichung des Entry-Exit Modells erforderlich ist. Insofern es sich bei den Marktgebietsgrenzen nicht um dauerhafte Engpässe handelt, welche gemäß § 20 Abs. 1b Satz 10 EnWG eine Teilnetzbildung rechtfertigen, ist die Buchungspflicht ein Verstoß der Netzbetreiber gegen die Kooperationsverpflichtung.

Es stellt sich auch die Frage, ob einem Netzbetreiber das Recht auf Zusammenlegung verwehrt bleiben darf. Mit der unterstellten Motivation intensiv zu kooperieren, und seine Einspeisepunkte auch für neue Ausspeisepunkte, und seine Ausspeisepunkte auch für neue Einspeisepunkte erreichbar zu machen, wäre er behindert, solange andere Netzbetreiber einen weniger intensiven Kooperationsansatz verfolgen.

iii. Diskriminierungsfreiheit und mögliche Ausnahme

Ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot durch den gänzlichen Verzicht auf die Unterteilung in Marktgebiete ist auch nicht gegeben. Ein Verstoß wird nur dann anzunehmen sein, wenn ein Netzbetreiber seinem eigenen Vertrieb oder Dritten die Netznutzung nach dem Marktgebiets-Buchungsmodell anbietet, sie aber zugleich anderen Netznutzern verweigert.

Als nicht diskriminierend davon zu unterscheiden wäre hingegen der Fall, wo es um das bloße „Auslaufenlassen“ von Kapazitätsverträgen an innerdeutschen Marktgebietsgrenzen geht, der Netzbetreiber also eine Umstellung des Zugangssystems durchführt und lediglich Altverträge unter dem alten Modell (auslaufend) abwickelt. Bei einer solchen Fallgestaltung handelt es sich hinsichtlich der Parallelität zweier Modelle um verschiedene Sachverhalte, die unterschiedlich behandelt werden und auch behandelt werden dürfen.

iv. Ergebnis

Eine Buchung auf Grundlage des Marktgebiets-Buchungsmodells kann nicht gegen den Willen des betreffenden Netzbetreibers verlangt werden. Solange der betreffende Netzbetreiber das Marktgebiets-Buchungsmodell überhaupt nicht anbieten will, sondern seine Kapazitäten in ein deutschland-weites Entrix-Exit Modell einbringen wollte, hätte er keine Möglichkeit, dies durchzusetzen, solange nicht alle Netzbetreiber einwilligen.

Die Bundesnetzagentur kann eine Ermöglichung der Marktgebiets-scharfen Buchungspflicht nicht anordnen, da die Voraussetzungen für

Durchsetzungsmaßnahmen nicht erfüllt sind. Umgekehrt wäre aber das potentiell zu unterstellende Begehren eines Netzbetreibers, in einem deutschlandweiten Entry-Exit System aufzugehen, durchzusetzen.

b. Eine a-priori Zusammenlegung aller „Marktgebiete“ ist die effizienteste Methode

Die Ausgangsannahme einer Reduzierungspflicht führt ebenfalls zu einer anderen Beurteilung der Kosten-Nutzen Relation der Maßnahme: Die Bundesnetzagentur führt eine Kosten-Nutzen Betrachtung für die Reduzierung – nicht aber für die Geringhaltung – durch.

i. Die Kurzfristigkeit Unterbrechungs-vermeidender Massnahmen ist womöglich kostengünstiger

Die vorliegende Konsultation zielt auf eine Bewertung der in § 20 Abs. 1b Satz 5 und 7 zu erwägenden technischen Machbarkeit und wirtschaftlichen Zumutbarkeit ab. Dabei wird die Bundesnetzagentur auch die per ARegV gegebene Ermächtigung der Verfahrensregulierung zur Verwirklichung des effizienten Netzzuganges nutzen. Damit müssten die zu erwägenden Massnahmen zur Zusammenlegung bzw. zur Unterbrechungsvermeidung einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen, um die sich aus Maßnahmen des Netzbetreibers ergebenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu behandeln, soweit diese einer wirksamen Verfahrensregulierung unterliegen.

Ich postuliere, dass die den Netzbetreibern bzw. den Endkunden durch eine a-priori Zusammenlegung zu einer Bilanzzone entstehenden Kosten wesentlich geringer sind, ohne dass die Netzbetreiber Einkommensverluste hinnehmen müssten. Dieses Postulat begründet sich in der Annahme, dass die entsprechenden Werkzeuge zur Geringhaltung aufgrund des nur befristeten Einsatzes wesentlich günstiger zu erhalten sind. Eine a-priori Zusammenlegung zu einer deutschen Bilanzzone könnte mithin die günstigste Alternative sein.

Die Prüfung dieses Postulats wäre im Rahmen dieser Konsultation erwägenswert.

ii. Der einzelne, entflochtene Netzbetreiber ist an einer Zusammenlegung interessiert

Sowohl für die Erstellung von Abtrennungskriterien von Marktgebieten als auch für die Überprüfung eines existierenden Leitungswettbewerbes ist eine eingehende Untersuchung des in Frage stehenden Netzproduktes selbst unabdinglich. Dazu wird im Folgenden das Netz in seiner Eigenschaft als neutral zu betrachtendes Medium beschrieben. Danach wird dargelegt, dass die Maximierung des Netznutzens für Netzkunden Anliegen eines Netzbetreibers sein muss. Zusammenfassend wird zusammen mit Überlegungen aus der so genannten „Zusammenschaltungsverpflichtung“ aus dem Telekomsektor die bereits dargelegte Forderung zur Zusammenlegung aller Marktgebiete im Erdgassektor wiederholt.

Eigenschaften von Netzen

Von Weizsäcker² definiert Netze als "raumübergreifende, komplex verzweigte Transport- und Logistiksysteme für Güter, Personen oder Information". Damit sind beispielsweise Versorgungsnetze für Gas, Strom und Wasser, Entsorgungsnetze für Abwasser und Müll, Telekommunikationsnetze sowie Straßen- und Schienennetze erfasst, aber auch Postdienstleistungen und Dienstleistungen in Computernetzen, wie etwa Reservierungssysteme. Häfen und Flughäfen sind Knotenpunkte und damit wichtige Elemente in logistischen Netzen. Auch (technische) Standards können aufgrund der ihnen inhärenten Systemvorteile Netzcharakter gewinnen.

Die Form der betrachteten Netze - ob linienförmig, baumförmig, sternförmig, ringförmig oder vermascht - ist für die ökonomische Analyse unerheblich.

Kennzeichnend für Netze sind vielmehr ihre Besonderheiten auf der Kosten- und auf der Nutzenseite.³ Auf der Kostenseite sind bei einem Netz in der hier zugrunde gelegten Bedeutung typischerweise folgende Charakteristika gegeben:

- Netze sind durch Größenvorteile gekennzeichnet, die daraus resultieren, dass die Transportkosten über eine gegebene Strecke in einem Netz mit gegebener Kapazität deutlich unterproportional mit der transportierten Menge steigen: "Es ist weniger als doppelt so teuer, doppelt so viel Ware, Güter oder Information von einem Punkt zum anderen zu transportieren."
- Größenvorteile lassen sich auch bei der Kapazitätsplanung in Netzen realisieren, wie anhand der "ingenieurwissenschaftlichen Zwei-Drittel-Regel" anschaulich wird.
- Bei vielen Leitungsarten "lässt sich die Kapazität durch eine Vergrößerung des Umfangs erhöhen. Dabei ist eine Kapazitätserhöhung um eine Einheit in der Regel mit einem Anstieg der Materialkosten in Höhe von nur ca. zwei Dritteln verbunden". Dies führt zu Kostenersparnissen bei der Leitungsbündelung innerhalb eines Netzes, also bei der Zusammenfassung vernetzter Teilstrecken zu einer Strecke. Hierbei ergibt sich allerdings ein "trade-off zwischen dem Ausschöpfen von größeren Bündelungsvorteilen auf Teilstrecken und den hierfür erforderlichen Leitungsumwegen".
- Die für Netze typische Distanzkostendegression sorgt dafür, dass die Transportkosten einer gegebenen Menge pro Kilometer mit zunehmender Entfernung sinken.
- Mit zunehmender Größe eines Netzes (d.h. mit zunehmender Nutzerzahl) ergibt sich eine Glättung der Nachfragespitzen. Das bedeutet, dass in einem großen Netz im Verhältnis zur Nutzerzahl weniger Reservekapazitäten oder Ausgleichsleistungen vorzuhalten sind als in einem kleineren Netz.

Angebotsmaximierung als Ziel des Netzbetreibers

Sowohl beim Vergleich von Entgelten für den Zugang zu einem Netzsystem als auch bei Erstellung von Kriterien für die Zusammenlegung von Netzabschnitten

² von Weizsäcker (1997), S. 573

³ Aus: Zugang zu Netzen und anderen wesentlichen Einrichtungen als Bestandteil der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht; Bundeskartellamt Berlin, den 22. September 1997, Arbeitsunterlage für die Sitzung des Arbeitskreises Kartellrecht am 9. und 10. Oktober 1997

ist der wirtschaftliche Nutzen des Zugangsrechts für den Kapazitätsinhaber ein wesentlicher Bewertungsmaßstab.

Der Nutzen aus der erreichbaren Ein- oder Ausspeiseleistung als zu neutralisierende Leistung eines Netzes sind neben der einfachen Transportleistung die positiven Netzeffekte. Sie sind an Netzkunden diskriminierungsfrei weiter zu geben.

Da der Netzbetreiber als vermarktungsorientiert und gegenüber Nachfragern als neutral auftretend bewertet werden muss, muss sich die von ihm bereitgestellte Kapazität sowohl an der Höhe der Entgelte, als auch an der in Form von nutzbarer, frei zuordenbarer Netzleistung messen lassen. Netzwettbewerb muss sich also daran messen lassen, ob der Netzbetreiber die Vermarktung von Ein- und Ausspeisekapazität so betreibt, dass der Nutzen von gebuchter Kapazität (die Erreichbarkeit von Ausspeisepunkten durch möglichst viele Einspeisepunkte bzw. die Erreichbarkeit einer möglichst hohen Ausspeisekapazität durch einen Einspeisepunkt) für den Kunden maximiert werden.

Zusammenlegung von Teilnetzen/Netzstrukturen kartellrechtlich begründet

Bereits 1997 hat das Bundeskartellamt relativ klar seine Meinung hinsichtlich des Regulierungsbedarfs hinsichtlich der Zusammenschaltung geäußert. Insbesondere hat es „die Pflicht des Marktbeherrschers zur Zusammenschaltung“ als angemessenes Regulierungsinstrument bewertet:

„Der marktbeherrschende Netzanbieter hat möglicherweise selbst kein Interesse daran, sein Netz mit konkurrierenden Netzen zusammenzuschließen. Die relativ unbedeutenden positiven Effekte, die sich für sein Netz daraus ergeben, dass seine bisherigen Kunden mit einer geringen Zahl neuer Anschlusspartner kommunizieren können, werden für den Marktbeherrscher von den negativen Effekten überkompensiert, die sich aus der Attraktivitätssteigerung der Wettbewerber-Netze durch die Zusammenschaltung ergeben. Die Ausdehnung der Zusammenschaltungspflicht auf nicht marktbeherrschende Netzanbieter ist angesichts der für sie gegebenen positiven Externalitäten einer Zusammenschaltung wohl nicht notwendig, aber auch nicht schädlich.“⁴

Übertragen auf die Zusammenlegungspflicht bzw. Geringshaltungspflicht bedeutet dies:

Die Entflechtungsverpflichtung legt nahe, dass es im Interesse eines jeden Netzbetreibers liegt, ein Maximum an Zugangskapazität anzubieten. Als marktbeherrschender Netzbetreiber ist jeder Netzbetreiber zu sehen, da er eine weitgehend einmalige, nicht unter wirtschaftlichen Kriterien replizierbare Einrichtung darstellt. Die Entflechtungsverpflichtung impliziert und gebietet damit das wirtschaftliche Anliegen der Netzbetreiber, ein Höchstmaß an Interoperabilität und Kooperation bei der Wartung, dem Betrieb und der

⁴ Zugang zu Netzen und anderen wesentlichen Einrichtungen als Bestandteil der kartellrechtlichen Mißbrauchsaufsicht; Bundeskartellamt Berlin, den 22. September 1997, Arbeitsunterlage für die Sitzung des Arbeitskreises Kartellrecht am 9. und 10. Oktober 1997

Entwicklung von Netzen zu suchen. Dieses angenommene Interesse wird durch die gesetzlichen Kooperationsverpflichtungen, zur Bildung möglichst großer Bilanzzone gestützt. Das Kriterium für die Größe einer Bilanzzone kann nicht ihre geographische Ausbreitung sein, sondern die Summe der Ein- bzw. Ausspeiseleistung.

Als wesentliches Element der Kapazitätsvorhalte- und Preissetzungsstrategie eines Netzbetreibers ist das Bestreben anzunehmen, die Attraktivität und damit die Auslastung von Einspeisekapazität zu steigern und damit höhere Einnahmen zu erzielen. Es wäre somit zu unterstellen, dass jeder Netzbetreiber motiviert ist, eine Zusammenlegung von Marktgebieten anzustreben.

Auch wenn keine Überlappung der Marktgebiete mit gleichen Einspeisepunkten bei angrenzenden Netzbetreibern vorliegt, ist ebenso ein beiderseitiges Interesse anzunehmen, die verfügbare Einspeiseleistung durch Zusammenlegung der Marktgebiete attraktiver zu gestalten.

iii. Die Verlagerung des Buchungsaufwandes in das Innenverhältnis maximiert den Nutzen für Netzkunden

Jede Buchungspflicht erzeugt potentiell einen kommerziellen Engpass welcher durch die Summe aller Buchungen des individuellen Bedarfs entsteht. Neben dem erhöhten Abwicklungsaufwand für den Kunden entsteht somit immer wieder ein Wettbewerb-schädigendes Vorbehaltspotential, welches der Lieferant/Händler an seine Kunden weitergibt.

Eine Zusammenlegung zu einer Bilanzzone würde die Abwicklung in das Innenverhältnis der Netzbetreiber legen und damit aggregiert minimieren.

Zusammenfassend lässt sich als Zwischenstand konstatieren, dass eine Zusammenlegung aller deutschen Gasnetzbetreiber der effizienteste und diskriminierungsfreie Weg einer Bereitstellung der Netzleistung ist.

2. Gaswirtschaftliche Überlegungen

a. Aufbau und Betrieb des deutschen Gasnetzes

Aufgrund der historischen Entwicklung eines deutschen Erdgasverbundsystems sind die Ferntransportsysteme der RWE, BEB, ERT und VNG über zahlreiche und hockkapazitive Kopplungspunkte miteinander verbunden. Der Bau und Betrieb dieser Kapazitäten geschah im Zusammenhang mit dem Abschluss von Lieferverträgen zwischen diesen Unternehmen. Insbesondere BEB, VNG und Ruhrgas waren bis zum Jahre 2002 diesen Zielen in gemeinsamer Abstimmung gefolgt, auch, weil zwischen diesen Unternehmen gegenseitige Anteileignerschaft bestand.

Zudem gab es in den vergangenen 15 Jahren durch den Eintritt der Wingas GmbH in den deutschen Erdgasmarkt eine direkte Anbindung von Industriekunden und Stadtwerken entlang des neu errichteten Netzes der Wingas GmbH. In den meisten Fällen war der Vertrieb des vorgelagerten

Regionalnetzbetreibers der bisherige Versorger und die Wingas GmbH der Alternativversorger. In den meisten Fällen handelte es sich um Substitution von Erdgaslieferungen, aber auch um die Lieferung von Mengen, um das erwartete Abnahmewachstum des Versorgers abzudecken.

Aus dieser Entstehungsgeschichte heraus ist das deutsche überregionale Ferngasnetz - unabhängig von den Eigentumsgrenzen - als ein integriertes und vermaschtes System entstanden. Die Importeure und Versorgungsunternehmen haben bislang jederzeit in abgestimmter Weise zur wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems kooperiert. Der Umstand, dass Erdgas bisher ohne Versorgungsengpässe von der Quelle zum Verbraucher geflossen ist, unterstützt die Annahme, dass es im deutschen System keine nennenswerten Engpässe gibt. Durch dieses schlüssige Verhalten sind Ferngasnetzbetreiber und Regionalnetzbetreiber im vertikalen Innenverhältnis, und Ferngasnetzbetreiber im horizontalen Innenverhältnis eine konkludente Netzkooperation eingegangen.⁵

Für die Organisation und die Anbahnung des diskriminierungsfreien Netzzuganges im Außenverhältnis hat diese bisherige Kooperation der Netzbetreiber wesentliche Implikationen. Er unterstreicht nämlich, dass die Kapazitäten des deutschen Netzes ausreichen, um Kunden zu versorgen. Der Netzzugang muss die Verhaltenskonkludentz der nun entflochtenen Netzbetreiber auf jeden Fall berücksichtigen, da ein künftig unkoordiniertes Verhalten zur Vernichtung von Kapazität führen würde. Dies hat wesentliche Implikationen für die hier zur Disposition stehende Zusammenlegung der Marktgebiete.

Die Einführung eines gesamtdeutschen, unternehmensübergreifender Netzbereichs, in denen Netznutzer eine Bilanzierung der Ein- und Ausspeisung vornehmen ist somit eine angemessene Forderung für den effizienten Netzzugang.⁶

Allenfalls die Machbarkeit steht mit der nun etablierten Entflechtung zur Frage. Die seit 2006 durchgeführte Zusammenlegung der Marktgebiete hat gezeigt, dass es grundsätzlich möglich ist, eigentumsübergreifend Bilanzzonen zu etablieren.

Da technische und eigentumsrechtliche Grenzen der Zonen nicht notwendigerweise deckungsgleich sind, besteht innerhalb eines als Bilanzzone abgegrenzten Netzbereichs ein Kooperations- und Koordinationsbedarf für den aggregierten Transport zwischen Netzbetreibern einer Bilanzzone hinsichtlich der Kapazitätsbereitstellung im Innenverhältnis and Netzkoppelpunkten und die Kapazitätsvermarktung an Importpunkten.

⁵ Ausführungen zum konkludenten Netzvertrag und die Übertragung auf den daraus folgenden Netzzugang finden sich bei Klaue, S., H.-P. Schwintowski (2003): Zugang zum deutschen Gasnetz – Lieferansprüche gegen norwegische Gasproduzenten. Schriftenreihe des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V. an der Humboldt Universität zu Berlin - 5. Nomos Verlag, Baden Baden. Siehe auch: Ebrecht, C. (2004): Netzzugang in der Gaswirtschaft. Schriftenreihe des Schriftenreihe des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der Kommunalen Wirtschaft e.V. an der Humboldt Universität zu Berlin - 10, S. 49 ff. Nomos Verlag, Baden Baden.

⁶ Siehe dazu: Klaue, S., H.-P. Schwintowski (2010): Einige Bemerkungen zu den Marktgebieten in der Gaswirtschaft. E-Werk Jahrgang 10, Nr. 2, 2010.

Diese Norm ist mit der Kooperationsverpflichtung des § 20 Abs. 1b Satz 7 zur Schaffung großer Bilanzzonen abgedeckt.

b. Betrachtung der Kapazitätssituation in den L-Gas Netzen

Das L-Gas Netz der Thyssengas wird durch die Einspeisepunkte Zevenaar und Haanrade aufgespeist. Zudem besteht eine Verbindung mit dem H-Gas Netz der Thyssengas an den Gasmischstationen Hamborn⁷ und Broichweiden sowie der FEA Nievenheim.

Die Gasmischanlagen sind wiederum mit dem H-Gas Netz der Thyssengas verbunden, aus welchem H-Gas entnommen, konvertiert und als L-Gas eingespeist wird.

Das H-Gas Netz der Thyssengas wird wiederum über Aus- bzw. Einspeisepunkte in Verbindung mit dem H-Gas Netz der Open Grid Europe aufgespeist.

Einer dieser Punkte ist der Koppelpunkt Werne, an welchem sich die größte Misch- und Verdichterstation der E.ON Ruhrgas AG (oder Open Grid Europe bzw. E.ON Gastransport?) befindet. Insgesamt liegen hier elf unterschiedliche Gasbeschaffheiten in fünf ankommenden und sechs abgehenden Pipelines vor.

In Werne und Scheidt betreibt die Open Grid Europe GmbH nach ihren Angaben Konvertierungsanlagen. Dabei ist festzustellen, dass die Punkte „Werne“ und „Scheidt“ weder als Ausspeisepunkt aus dem H-Gas Netz oder Einspeisepunkt in das L-Gas Netz der Open Grid Europe buchbar sind.⁸

Eine Netzkopplung der E.ON Gastransport mit dem Netz der GTS befindet sich am Punkt „Elten“ (deutsche Bezeichnung für den Netzkoppelpunkt „Zevenaar“). Übereinstimmend mit den Angaben zur Thyssengas geht vom Koppelpunkt „Elten“ hinter der Grenze (westlich von Nettetal) eine gemeinsam von Thyssengas und E.ON Gastransport betriebene Leitung ab.⁹

Das L-Gas Netz der E.ON Gastransport wird zudem über die internationalen Koppelpunkte „Tegelen“, „Winterswijk“ bzw. „Vreden“ aus dem Netz der GTS B.V aufgespeist.

⁷ Nicht angegeben unter www.marktgebiete.com

⁸ https://leitungskarte.eon-gastransport.net/EGT_Webprojekt/netz.aspx

⁹ Es ist dabei auch zu beachten, dass beide Netzbetreiber laut PM der Thyssengas am Punkt „Zevenaar“ bereits einen marktgebietsüberschreitender Transport am MÜT Zevenaar im GWJ 09/10 angeboten haben:

„Auch für die Laufzeit des kommenden Gaswirtschaftsjahres vom 1. Oktober 2009 bis zum 1. Oktober 2010 bietet die Thyssengas GmbH in Zusammenarbeit mit E.ON Gastransport einen so genannten "Marktgebietsüberschreitenden Transport" (MüT) an. Der MüT bietet die Möglichkeit Erdgasmengen marktgebietsüberschreitend zwischen den Marktgebieten Thyssengas L-Gas und EGT L-Gas zu transportieren.

Zusätzlich hat der Transportkunde die Möglichkeit, zu der vereinbarten MüT-Kapazität nach Können und Vermögen das Leistungsmerkmal "Marktgebietsausgleich" (MA) ohne gesondertes Entgelt in Anspruch zu nehmen. Der MA dient der Reduzierung von Bilanzdifferenzen zwischen den beiden Bilanzkreisen, in denen die MüT-Kapazität jeweils eingebracht worden ist und von dem einer im Marktgebiet Thyssengas L-Gas und einer im Marktgebiet EGT L-Gas eingerichtet sein muss.“

Die L-Gas Netze der Aequamus Gruppe sind ebenfalls mit dem Netz der GTS verbunden: Am Koppelpunkt Bunde / Oude Staatenzijl befinden sich Kapazitäten in die Netze der EWE Netz GmbH und der Gasunie Deutschland Transport Services GmbH.

Die aus der deutschen Erdgasproduktion gewonnenen L-Gas Mengen werden überwiegend an Einspeisepunkten der Gasunie Deutschland, der Erdgas Münster Transport GmbH & Co. KG und der EWE Netz GmbH eingespeist.

Das Netz der Erdgas Münster und der Gasunie Deutschland speist wiederum das Netz der E.ON Gastransport auf (z. B. über „Ahlten“, „Steinbrink“, „Emsbüren“ oder „Drohne“). Das Netz der EWE Transport verbindet einen Ausspeisepunkt mit der niederländischen GTS.

Daneben befinden sich im Netz der Gasunie Deutschland und im EWE Netz die L-Gas Untergrundspeicher „Nüttermoor“, „Lesum“ und „Huntorf“.

Innerhalb des Netzes der Gasunie Deutschland gibt es laut KEMA Konzeptstudie in begrenztem Umfang die Möglichkeit, H-Gas in L-Gas umzuwandeln.

c. Betrachtung der Kapazitätssituation in den H-Gas Netzen

Das Netz der OGE ist über mindestens vier Punkte mit dem Netz der GUD verbunden: „Achim“, „Visselhövede“, „Wardenburg“ und „Bunder Tief“.

Mit der Bilanzzone „Gaspool“, insbesondere den Netzbetreibern ONTRAS und WINGAS Transport bestehen auf der Ferngasebene, aber auch auf der nachgelagerten Ebene verschiedene gemeinsame Aufspeisungspunkte, die zudem zu einer erheblichen Überlappung der Marktgebiete führen.

Die Thyssengas H-Gas, die Open Grid Europe H-Gas sowie die Gasunie Deutschland H-Gas sind über verschiedene Netzkoppelpunkte ebenfalls mit GTS verbunden.

Mit den Beobachtungen aus b. und c. lässt sich konstatieren:

- Die deutschen L-Gas Netze sind mittelbar über das Netz der GTS und untereinander durch mehrere Netzkoppelpunkte verbunden.
- Die deutschen L-Gas Netze sind durch Gasmischstationen mit dem deutschen H-Gas Netz verbunden. Die H-Gas Netze sind ebenso mittelbar über das Netz der GTS miteinander verbunden.
- Das Netz der Thyssengas ist integrierter Teil des deutschen L-Gas Verbundes. Damit stellt sich die Frage, ob das anhängige Verfahren gegenüber der E.ON Gastransport und der Thyssengas nicht gerade deswegen in die vorliegende Konsultation einbezogen werden muss.
- Die inländischen Produktionsmengen werden fast ausschließlich durch die Netze der EGMT und GUD L-Gas aufgenommen. Sie speisen wiederum das Netz der E.ON Gastransport L-Gas auf.

Die Einspeisung von Gas aus Gasproduktions-, Misch- und Konversionsanlagen findet gemäß § 3 Ziff. 13 b EnWG über Einspeisepunkte statt. Diese sollten also im heutigen Marktgebietssystem buchbare Übergangspunkte darstellen.

Der Aussage in der Konsultationseröffnung, es handle sich bei der qualitätsübergreifenden Kooperation um einen gegenüber dem bislang in dem förmlichen Verfahren zur Zusammenlegung der L-Gas-Marktgebiete grundlegend neuen Ansatz, ist nicht notwendigerweise beizupflichten. Mit Wegfall dieser Begründung könnte das anhängige Verfahren gegenüber der E.ON Gastransport und der Thyssengas in die vorliegende Konsultation einbezogen werden.

Der Aussage der OGE, die qualitätsgleichen Netze zu verbinden sei aufgrund der nur beschränkt vorhandenen Koppelkapazität nicht effizient, ist zumindest eine weitere Untersuchung wert.

d. Abnahme der Inlandsproduktion

Die deutsche jährliche Inlandsproduktion ist in den vergangenen 11 Jahren kontinuierlich um 35% gefallen. Während im Gaswirtschaftsjahr 1998/99 noch 203 TWh in Deutschland gewonnen wurden, sind es im GWJ 2009/10 noch ca. 130 TWh. Im gleichen Zeitraum ist der Inlandsverbrauch von 930 TWh auf ca. 1050 TWh angestiegen.

GWJ	Produktion	Gesamtimporte	Niederlande	Norwegen	Russland	Sonstige	Inlandsverbrauch
1998/99	203	800	211	193	358	39	930
1999/00	195	811	196	207	363	44	945
2000/01	206	797	182	231	335	49	942
2001/02	196	841	180	254	359	49	962
2002/03	208	885	188	280	371	46	1,016
2003/04	195	910	199	278	403	30	1,020
2004/05	186	959	202	303	405	50	1,047
2005/06	184	998	236	307	415	40	1,074
2006/07	170	877	188	276	380	32	931
2007/08	155	1,016	213	318	448	37	1,030
2008/09	146	934	189	352	338	55	974
2009/10	133	1,064	212	363	451	38	1,054

Quelle: <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/index.html>

Tabelle 1: Jährliche Erdgasbilanz von 1998/99 bis 2009/10 (TWh) ¹⁰

Mit dieser Schere zwischen einer 35% igen Abnahme der einheimischen Produktion und einer 13% Zunahme des Inlandsverbrauchs stellt sich die Frage, auf welchen Wegen die reduzierte Einspeisung aus deutschen Quellen in den vergangenen Jahren kompensiert wurde. Ein Rückgang des Verbrauchs an L-Gas ist meines Erachtens nur im krisenbedingten Rahmen, jedoch hoch korreliert mit dem gesamtdeutschen Absatz anzunehmen. ¹¹

¹⁰ Die BAFA Werte liegen bis Juli 2010 zu. Um den Berichtszeitraum 2009/10 vergleichbar zu machen, wurden die Monatswerte Aug. und Sept. 2010 aus Vorjahresdaten extrapoliert.

¹¹ Unter der Sektion „Beantwortung der Fragen“ wird auf die zurückliegende Umstellung von verschiedenen, ursprünglich an das L-Gas Netz angeschlossenen Stadtwerken auf H-Gas

Die erhebliche und absehbare Abnahme der innerdeutschen L-Gas Produktion wirft allerdings die verwunderte Frage auf, warum die Machbarkeit einer Marktgebietszusammenlegung heute nicht mehr bezweifelt wird, vor 4 Jahren jedoch noch heftig bestritten wurde.

Insgesamt stellt sich aber auch die Frage, ob das deutsche L-Gas System wirklich auf die deutsche Produktion (und Lastflusszusagen aus denselben) angewiesen ist, oder ob nicht ausreichend Einspeisekapazitäten an Importpunkten, Speicheranlagen und Konversionsanlagen bestehen.

Unter den beschriebenen Umständen scheint ein Vorwurf an die betroffenen Netzbetreiber Berechtigung zu finden, warum der Rückgang der L-Gas Produktion wissentlich bisher in Kauf genommen wurde, und erst jetzt nach Zusammenlegungsmöglichkeiten gesucht wird. Eine Zusammenlegung vor 4 Jahren hätte mehr Wettbewerb und damit eine preisgünstigere Unterbrechungsvermeidung versprochen.

3. Kapazitäts- und Engpassmanagement

a. Entstehen wirklich Engpässe – oder reduzieren sich die angebotenen Kapazitäten – wenn Marktgebiete zusammengelegt werden?

Die vorausgegangenen Überlegungen provozieren ebenfalls die Übertragung auf die verordnungsseitigen Vorgaben zur Kapazitätsbereitstellung. Dabei stellt sich als erstes die Forderung nach dem Nachweis der verordneten Prüf- und Maßnahmenabfolge zur Ermittlung technischer Kapazitäten.

Fernleitungsnetzbetreiber haben technische Kapazitäten auf der Grundlage von Lastflusszusagen nach dem Stand der Technik zu berechnen. Dabei sind auch netz- und marktgebietsüberschreitende Lastflüsse zu berücksichtigen. Erst wenn nach Ausschöpfen von Informationsbereitstellungs- und Kooperationsmöglichkeiten nicht ausreichend frei zuordenbare Kapazitäten angeboten werden können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV Maßnahmen in vorgeschriebener Reihenfolge zu prüfen. Die vorgegebenen Maßnahmen nach Satz 2 sind gering zu halten.

Bevor also Maßnahmen, wie Sie von E.ON Gastransport und von KEMA vorgeschlagen werden, überhaupt in Betracht gezogen werden, muss der Mangel an FZK zuerst qua Lastflusssimulation festgestellt werden.

Gleichermaßen würde bei Darbietung der auch in der Vergangenheit angebotenen Kapazitäten die Feststellung eines bestehenden physischen – und nicht eines kommerziellen – Engpasses zu der Erwägung der genannten Maßnahmen führen.

aufmerksam gemacht. Dadurch hat sich sicher eine gewisse Reduktion des L-Gas Verbrauchs ergeben. Allerdings ist nicht anzunehmen, dass es sich hier um mehr als 3 TWh substituiertes L-Gas handelt.

Darauf hin wäre zu prüfen, ob in Folge der Marktgebietskooperation physikalische Engpässe dadurch entstehen können, dass sich die Nutzung der Einspeisekapazitäten durch das Händlerverhalten ändert. Diese Aussage wäre nur anhand fundierter, mit Preisbildungsmechanismen unterlegten und unter den Netzbetreibern abgestimmten Lastflussszenarien nachprüfbar. Die Szenarien sollten ebenfalls enthalten, unter welchen Temperatur-, Netz- oder Speicherzuständen und mit welchen Wahrscheinlichkeiten ein kolportierter Engpass zustande kommen kann. Eine quantifizierte Darstellung der Wahrscheinlichkeit wäre nämlich eine wichtige Bewertungsgrundlage für das zu wählende Verfahren einer Engpassbeseitigung bzw. der Kapazitätserhöhung und dessen Angemessenheit.¹²

b. Verfahren zur Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten als Konsultationsverfahren notwendig

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 50 Abs. 1 Ziffer 4 GasNZV ermächtigt, Festlegungen zur näheren Ausgestaltung der von Netzbetreibern anzuwendenden Verfahren für die Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten nach § 9 GasNZV zu treffen. Dazu gehört die Festlegungskompetenz hinsichtlich wirtschaftlich zumutbarer Maßnahmen, um das Angebot frei zuordenbarer Kapazitäten zu erhöhen. Die Festlegungskompetenz betrifft vor allem die Durchführung von Lastflusssimulationen, die Berechnung von Kapazitäten und einen Prüfkatalog gemäß § 9 Abs. 3 GasNZV anhand dessen der Netzbetreiber ggf. einen Mangel an frei zuordenbaren Kapazitäten ermittelt.

In dem vorliegenden Fall hat die BNetzA von dieser sachlich und zeitlich einer Erwägung von Maßnahmen gemäß Satz 2 vorzuziehenden Festlegungsermächtigung noch keinen Gebrauch gemacht, obwohl die aktive Ausgestaltung des Verfahrens zur Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten die Erwägung der Maßnahmen möglicherweise unnötig machen würde.

Die Bedingung einer fehlenden Kostenbeeinflussung durch den Netzbetreiber darf dabei nicht den Netzbetreiber-seitigen Anreiz außer Acht lassen, durch eine angemessene Ausgestaltung Kosten zu minimieren.¹³

c. Flexible Ausgestaltung des Engpass- und Kapazitätsmanagements senkt die Engpasswahrscheinlichkeit und erhöht die FZK

Die Bundesnetzagentur hat zeitgleich die konkrete Möglichkeit, die Festlegung zu Lastflussszusagen im Kontext des Verfahrens „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“ zu bewerten. Die in dieser Konsultation betrachteten Punkte "Kapazitätsausweisung", "Lastflussszusagen", "Kapazitätsrückkauf", "Engpasseintritt" und "marktorientierte Vergabe von Kapazitäten" stehen nämlich in engem Verhältnis zu dem betrachteten Verfahren. Auch die von der ERGEG in der entsprechenden Untersuchung

¹² Dies wäre durch ein gemeinsames Lastflussmodell der deutschen Ferngasnetzbetreiber zu erreichen.

¹³ Siehe dazu auch: Schuler, B. (2009): Lastflussszusagen in deutschen Gasnetzen – regulierungsfähiges Mittel der Bilanzzonenzusammenlegung? InfrastrukturRecht 12/2009, Verlag C.H. Beck oHG.

erwogene Verpflichtung zur Bündelung und übergreifenden Kombination von Aus- und Einspeisekapazitäten an internationalen Koppelpunkten sollte hier berücksichtigt werden.

Maßnahmen zur Beseitigung langfristiger Engpässe sind nur dann gerechtfertigt, wenn der Bilanzzonennetzbetreiber qua Lastflusssimulation deren wahrscheinliche Existenz nachweist. In jedem Falls sollte überprüft werden, inwieweit die Einrichtungen zur Bereitstellung saisonaler Lastflusszusagen (verbindliche Einspeisung im Sommer und verbindliche Ausspeisung im Winter) aus Saisonalspeichern ausschließlich dem Netzbetreiber bei der Wahrnehmung seiner Aufgabe vorbehalten sein kann (vgl. § 3 Ziff. 31 EnWG). In jedem Falle sind Lastausgleichs-, Konversions- und Mischanlagen als Hilfsdienste ausschließlich den Fernleitungsnetzbetreibern für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten.

Selbst wenn ein Engpass möglich ist, kann er kurzfristig sein. Angesichts einer lediglich durch eine Wahrscheinlichkeit ausgedrückten Annahme, das sich durch Händleraktivitäten Lastflüsse verändern, erfordert die Festlegung jedenfalls auch die Erwägung alternativer Mechanismen.

Die Kosten für die benannten Einrichtungen würden dann der gewöhnlichen Kostenregulierung des Netzes unterliegen.

Mit dem Ziel der Effizienzmaximierung sollten die Aufgaben der Beschaffung kurzfristiger und langfristiger Lastflusszusagen bei dem Bilanzzonennetzbetreiber liegen.

Kurzfristige, oder mit einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit eintretende Engpässe provozieren die Einführung einer marktorientierten Engpassbewirtschaftung im Kurzfristbereich (Stichwort "implizite Auktionen")¹⁴, wie sie auch in der Stromwirtschaft Anwendung finden. Dabei würde der Netzbetreiber den Wert von kurzfristigen Lastflusszusagen oder den Wert für den Rückkauf von Kapazitäten am Wertdifferential des Gaspreises in den zwei durch den kurzfristigen Engpass getrennten Bilanzteilzonen festmachen.

Der hier angedeutete Ansatz unterstellt die wirtschaftliche und technische Zumutbarkeit einer einzigen Bilanzzone im deutschen Gasnetz, solange keine nachgewiesenen Engpässe vorherrschen. Die Zumutbarkeit wird durch flankierende Maßnahmen, die den kurzfristigen Engpass mit marktorientierten Methoden beheben, unterstützt. Das erzeugt aus Sicht des Autors eine effiziente Erreichung der im Gesetz genannten Ziele.

¹⁴ Siehe dazu auch die Diskussion zu marktorientierten Engpassmechanismen: Kema (2009): "Kapazitätsallokation und Engpassmanagement in deutschen Gasnetzen". Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, Juli 2009, Seite 39.

II. Beantwortung der Fragen zur Konsultation

Die Stellungnahme der Open Grid Europe GmbH (vormals E.ON Gastransport) wird im Folgenden mit „OGE Stellungnahme“, die von Gasunie Deutschland in Auftrag gegebene Konzeptstudie der KEMA wird mit „KEMA Konzeptstudie“ bezeichnet.

1. Zur Modellgestaltung

1. Welche weiteren zentralen Gestaltungsmerkmale sollten qualitätsübergreifende Marktgebiete notwendig aufweisen?

Bündelung von Kapazitäten an den nationalen Grenzen mit den Niederlanden:

Ein kombiniertes, qualitätsübergreifendes und gebündeltes Kapazitätsprodukt „NL – D“ ohne weitere Differenzierung des Übergangspunktes würde dem jeweiligen bilanzzonenaufspannenden Netzbetreiber in Deutschland die Diskretion geben, Gasflüsse netzstabilisierend zu lenken. Damit wäre es für einen Importeur nicht mehr entscheidend, ob er seine in den deutschen Markt zu importierenden Gasmengen vom TTF an einem L-Gas oder einem H-Gas Punkt nominiert. Der deutsche Bilanzzonennetzbetreiber (jeweils GPL und NCG, insofern nicht alle deutschen Fernleitungsnetze einen Bilanzzone bilden) müsste sich lediglich mit der GTS koordinieren um die Gaströme zu lenken.

Ermöglichung kurzfristiger Engpässe:

In jedem Falle wäre es sinnvoll, Vorkehrungen dafür zu treffen, dass für den Zeitraum eines Engpasses die Zuordnung von Ausspeisestellen die jeweils in den entstandenen zwei oder mehrere Bilanzzonen befindlichen Bilanzkreise berücksichtigt.

Beide Vorkehrungen würden kurzfristig anberaumte, marktorientierte Verfahren zur Lastreduzierung oder Einspeiseverpflichtung ermöglichen.

Der virtuelle Handelspunkt kann derart erweitert werden, dass er lokale Regelenergiemärkte zur Engpassbewirtschaftung heranzieht. Sie dazu auch Frage 4. dieser Sektion.

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?

Dem Bilanzzonennetzbetreiber qualitätsübergreifender Netze sollten Werkzeuge zur Verfügung gestellt werden, sich ggf. abzeichnende Engpässe zu beseitigen. Das Wissen um die Nutzungsmöglichkeit dieser Werkzeuge sollte bereits in die Feststellung der Kapazitäten und in die Lastflusssimulationen nach § 9 GasNZV eingehen. Im Betrieb sollten diese Werkzeuge in der hier vorgestellten Reihenfolge abgerufen, bzw. genutzt werden:

Alle im Netz verfügbaren Misch- und Konversionsanlagen sind in jedem Fall dem Netzbetrieb zuzuordnen.

Nutzung bivalenter Ausspeisestellen

Wie in der OGE Stellungnahme dargestellt, gibt es Erdgaskunden, die sowohl H-Gas als auch L-Gas entnehmen können. Diese Ausspeisepunkte stellen sozusagen ausspeiseeitig eine Konversion bereit. Inwieweit dies bereits durch die Auslegung der Brennereinstellungen ermöglicht ist, und damit auch keine weiteren Kosten für Umstellung verursacht, sollte ebenso untersucht werden, wie die grundsätzliche Bandbreite beim Brennwert bzw. Wobbeindex an Ausspeisestellen.

Lokale Abfrage kurzfristiger Lastflusszusagen:

Der Netzbetreiber führt kurzfristig anberaumte Auktionen zur Beschaffung von täglichen Lastflusszusagen durch. Dabei bietet der Bilanzzonennetzbetreiber den Bilanzkreisverantwortlichen, deren Bilanzkreisen Entnahmestellen der L-Gas Gebiete zugeordnet sind, Preise für die Reduktion der Entnahme oder die Erhöhung einer Einspeisung. Diese Leistungen vergütet der Netzbetreiber mit einem Arbeitspreis. Der Bilanzzonennetzbetreiber wäre gerade angesichts eines lediglich möglichen Engpasses mit einer kleineren Losgröße, einer reinen Arbeitspreisvergütung und einer Ausschreibung täglicher Lastflusszusagen (oder Kauf am Regelenergiemarkt) bei Bedarf in der Lage, Kosten für die Beschaffung von Lastflusszusagen erheblich zu reduzieren.

Täglicher Swap am TTF:

Der Bilanzzonennetzbetreiber führt die Beschaffung von täglichen Lastflusszusagen selbst über das Netz der GTS durch. Vergleichbar mit dieser Maßnahme ist die virtuelle Konvertierung, beschrieben in der KEMA Konzeptstudie. Dafür kauft und verkauft er Gas am TTF unter Nutzung verbliebener Day-ahead und intraday Kapazitäten.

Unterbrechung von Ausspeisepunkten in L-Gas Netzbereichen:

Netzbetreiber sollten an den Ausspeisepunkten von Industriekunden und Großabnehmern Anreize setzen, diese für Unterbrechungen bereit zu stellen. Abnehmer mit der Möglichkeit zur Umstellung auf alternative Brenn- oder Produktionsstoffe oder der Möglichkeit zur Abstellung hätten damit eine Motivation, diese Fähigkeit zum Zwecke der Netzstabilisierung anzubieten. Diese Leistungen könnten über eine Absenkung der Ausspeisetarife (also Leistungspreis) oder einen Wegfall der Regelenergieumlage vergütet werden.

Erstellung von „Sollbruchstellen“ innerhalb der Bilanzzone

Als letztes verbleibendes Mittel sollte dem Bilanzzonennetzbetreiber die Einrichtung eines befristeten Engpasses verbleiben, das heißt die befristete Aufteilung der Bilanzzone in zwei Bilanzzonen.

Die Bewirtschaftung des Engpasses kann dann mit dem Börsenbetreiber EEX über erneute lokale Auktionen zur Preisfindung in den separaten Zonen stattfinden. Alternativ wäre ein kurzfristig lokaler Regelenergiemarkt für die „abgeschnittenen“ Netzbereiche zu errichten.

Nur wenn sich bei den Lastflusssimulationen immer noch langfristige und wahrscheinliche Engpässe abzeichnen sollten langfristige Lastflusszusagen erwogen werden:

Mit der Vermutung eines erheblich eingeschränkten Bieterkreises ergibt sich der Bedarf einer kartellrechtlichen Abgrenzung des Anbietermarktes von Lastflusszusagen. Der Anbietermarkt für Lastflusszusagen besteht aus den Inhabern/Buchern von Einspeise- und Ausspeisekapazität, was auch die im L-Gas Netz gelegenen Speicheranlagen betreffen dürfte. Eine Mindestkontraktgröße in Höhe von 90 MW (wie bei bayernets) würde dazu führen, dass ein Angebot wahrscheinlich nur drei oder vier Unternehmen möglich ist. In dieser Angebotskonstellation kann kollusives Verhalten, auch ohne explizite Absprache unter den Anbietern von Einspeise- und Ausspeiseleistung nicht ausgeschlossen werden. Damit ist ebenfalls nicht mehr auszuschließen, dass der die Ausschreibung gewinnende Vergütungspreis überhöht ist. Insofern eine energie- und kartellrechtliche Prüfung eine Überhöhung des Preises für Lastflusszusagen feststellen würde – also die Lastflusszusagen zu Kosten beschafft werden, die sich im Wettbewerb nicht einstellen – darf die BNetzA diese Kosten gemäß § 21 Abs. 2 EnWG bei der Kostenregulierung nicht berücksichtigen.¹⁵

Eine verhältnismäßige Abwägung des Aufwandserfordernisses bei Anbietern und dem Nachfrager von Lastflusszusagen sollte dazu kommen, dass die Beschaffung in kleiner Kontraktgröße abgefragt werden kann. Die Beschaffung über den Day-Ahead oder Intra-Day Markt und eine Kombination mit einem eigenen Regelenergiemarkt unterstützt die Annahme, dass eine Beschaffung in 1 MW Tranchen über den Regelenergiemarkt möglich ist.

Als letzte Möglichkeit, und nur wenn wirklich physische Engpässe langfristig absehbar sind, sind Misch- und Konversionsanlagen zu bauen oder die Umstellung auf H-Gas in Betracht zu ziehen.

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

¹⁵ Diese Überlegungen gelten auch für die am 15. September 2010 eröffneten Festlegungsverfahren für eine wirksame Verfahrensregulierung: Beschaffung von kapazitätserhöhenden Maßnahmen. BK7-10-165, -166 und -167

Kommerzielle Maßnahmen, insbesondere die Beschaffung von Lastflusszusagen am lokalen oder niederländischen Markt bzw. die Nutzung des Regelenenergiemarktes sollten zum 1. April 2011 durchführbar sein.

Angesichts der nachlassenden Inlandsproduktion ist eine Integration dringend erforderlich, um der Entstehung wettbewerbshemmender Strukturen entgegen zu treten, nämlich wenn längerfristige Engpässe entstehen, die nur durch die Darbietung von Lastflusszusagen marktbeherrschender Unternehmen beseitigt werden können.

Für technische Maßnahmen, insbesondere den Bau von Anschlussleitungen in Verbindung mit der Umstellung von Anschlussnutzern oder dem Bau von Konvertierungsanlagen sind ca. 2 Jahre, beim Ausbau von Speicheranlagen mehrere Jahre zu veranschlagen.

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

Der virtuelle Handelspunkt qualitätsübergreifender Netze unterscheidet sich nicht grundlegend von den existierenden virtuellen Handelspunkten. Angesichts einer in dieser Konsultation kolportierten erhöhten Wahrscheinlichkeit eines Engpasses wäre es denkbar, dass der Bilanzzonennetzbetreiber das Matching in Zusammenarbeit mit der Börse durchführt, wodurch sich abzeichnende Engpässe für den nächsten Tag durch marktorientierte Verfahren bewirtschaftet werden könnten.

An dieser Stelle soll hervorgehoben werden, dass durch eine Zusammenlegung der heutigen L- und H-Gas Netze eine sofortige Reduzierung von Marktmacht in den 3 L-Gas Gebieten stattfinden wird. Insofern heute eine kartellrechtlich bedenkliche Konzentration bei Besitz, Nutzung oder Buchung von Speicher- oder Einspeiseleistung besteht, wäre sie spätestens in der Zusammenlegung erheblich reduziert. Gleichzeitig käme es zu einem intensiven Wettbewerb um Kunden in diesen Gebieten. Diese Aufhebung der Marktmacht in Verbindung mit einer zunehmenden Wechselrate in den L-Gas Gebieten wird dann dazu führen, dass die Abfrage von Lastflusszusagen oder das Anbieterverhalten an (regionalen) Regelenenergiemärkten ohne kartellrechtliche Bedenken stattfinden würde.

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

Das Missbrauchspotential liegt in der Einschränkung des Wettbewerbs bei den Leistungen die für eine Zusammenlegung erbracht werden müssen. Dies betrifft jede Art von Lastflusszusagen, und auch die im KEMA Gutachten angeführte virtuelle Konversion fällt darunter. Lastflusszusagen oder die virtuelle Konversion wird über die folgenden Einrichtungen erbracht:

- Kapazitäten in den Konversionsanlagen, insofern sie nicht vom Netzbetreiber betrieben werden,

- Einspeisepunkte an Netzkoppelpunkten zum niederländischen Netz,
- Speicheranlagen innerhalb der L-Gas Zonen.

Insbesondere wenn die Leistungen langfristiger Natur sind und die Mindestkontraktgröße erheblich ist, können sie letztendlich nur von wenigen Marktteilnehmern erbracht werden. Es steht zudem zu befürchten, dass die Leistungen ausgebucht sind und anderen Marktteilnehmern nicht zur Verfügung stehen, insbesondere wenn es zu Engpässen und entsprechenden Bewirtschaftungsmaßnahmen kommt.

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, Regelenergieumlage, Sonstiger Umlagetopf) sollte es erhoben werden?

Es ist nicht möglich, für qualitätsüberschreitende Gastransporte ein gesondertes Entgelt zu erheben, da diese in einer Bilanzzone mit frei zuordenbaren Kapazitäten nicht mehr identifizierbar sind. Es wäre allenfalls denkbar, Bilanzkreisen, die Ausspeisestellen in den L-Gas Netzen versorgen, ein verursachungsgerechtes Netzentgelt in Form einer zusätzlichen Regelenergieumlage auszustellen, welches die Konvertierungskosten und die Beschaffung von Lastflusszusagen etc. einbezieht.

Dabei muss aber auch berücksichtigt werden:

- Die Aufspeisung der L-Gas Netze unterscheidet sich aufgrund der inländischen Lage von der importseitigen Aufspeisung der H-Gas Netze. Konzeptionell ist dies vergleichbar mit der vermiedenen Netznutzung, welche sich kostensenkend auf die L-Gas Netzentgelte auswirken sollte.
 - Es sollte auch immer im Auge behalten werden, dass die H-Gas Netze durch die Einspeisung von konvertiertem oder konditioniertem L-Gas eine verbesserte Auslastung erfahren. Eine separate Betrachtung beider Netzbereiche würde den damit einhergehenden Vorteil, nämlich spezifisch niedrigere Netzentgelte, nicht berücksichtigen.
 - Eine Misch- oder Konversionsanlage trägt gesteuert zur Flexibilität des Netzes und zur Reduzierung von Regelenergiebedarf bei.
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.

Wenn die Lastflusssimulationen zeigen, dass die physische Einspeisekapazität aus den H-Gas Netzen und aus den Niederlanden in die L-Gas Netze nicht ausreicht, um die Winterleistungsspitzen abzudecken, ist zu prüfen, ob die Abdeckung der Winterspitze noch mit den in den L-Gas Netzen befindlichen Speichern möglich ist. Ist dies der Fall, wäre zu prüfen, ob sich tatsächlich ein Verhalten der Marktteilnehmer einstellen könnte, dass dieser Speicher unter realistischen Umständen nicht systemkonform eingesetzt wird.

Mit dem oben beschriebenen Effekt einer reduzierten Marktkonzentration wäre ggf. ein Speicherwettbewerb anzunehmen. Sollte also festgestellt werden, dass es tatsächlichen Wettbewerb im Markt für saisonale Speicherleistungen gibt, wäre unter der Voraussetzung, dass die gesamte physische Einspeisekapazität ausreicht, hinreichend Vorkehrung für eine Engpassvermeidung getroffen.

Wenn sich aufgrund von Lastflusssimulationen abzeichnet, dass längerfristige Abschaltungen drohen, weil die physische Einspeisekapazität in die L-Gas Netze nicht mehr ausreicht, ist der Bau von Speicher als netzzugehörige Anlage fast unabdingbar. Als Alternative bietet sich natürlich dabei die Konversion ausgeförderter L-Gas Lagerstätten an. Eine Alternative ist der Netzausbau bzw. der Bau von Konvertierungsanlagen in der Nähe zu H-Gas Netzen.

Als wesentliches Kriterium sollte nicht nur die Einspeise- bzw. Ausspeicherleistung herangezogen werden, sondern auch das verfügbare Speichervolumen. Langfristige Engpässe zeichnen sich dann ab, wenn das Integral der nicht über Einspeisepunkte bereit zu stellenden Arbeit in den Wintermonaten nicht mehr ausreicht, um den Netzbereich zu versorgen.

Es sei auf Artikel 22 die Erdgasbinnenmarkttrichtlinie¹⁶ insbesondere Abs. 3 sowie auf Artikel 32 verwiesen, um die der Bundesnetzagentur ggf. heute bereits zur Verfügung stehende Erwägungsmöglichkeiten und Kriterien aufzuzeigen.

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

Die vorangegangene Diskussion zeigt, dass das niederländische Netz wesentliche Leistungen, wahrscheinlich auch Konversionsleistungen für das deutsche L-Gas Netz erbringt. Eine übergreifende Betrachtung ist daher geboten.

2. Zur Kosten-Nutzen-Analyse

1. Welche Vorteile ergeben sich durch die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete für Händler, Transportkunden, Netzbetreiber und

¹⁶ Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG

Letztverbraucher, insbesondere gegenüber einer rein qualitätseinheitlichen Marktgebietskonsolidierung?

Aus der Zusammenlegung ergeben sich für

Händler:

Je größer ein Marktgebiet bzw. eine Bilanzzone, umso mehr Angebot und Nachfrage wird aggregiert. Durch die Zusammenführung der H- und L-Gas Marktgebiete wird den virtuellen Handlungspunkten mehr handelbares Volumen zugeführt. Dadurch steigt die Liquidität am Gasmarkt.

Gleichzeitig fallen wettbewerbliche Hemmnisse (potentielle Kapazitätshortung, Marktbeherrschung in den L-Gas Gebieten, immer noch bestehendes Missbrauchspotential in den H-Gas Gebieten) weg, was Händlern zunehmend die Zuversicht geben wird, dass der Marktpreis nicht manipulierbar ist. Damit wird Liquidität weiter verstärkt. Die Folge ist ein effizienter Marktpreis, der das Angebot und die Nachfrage widerspiegelt.

Transportkunden:

Jede Buchungspflicht an Netzkoppelpunkten erzeugt potentiell einen kommerziellen Engpass durch die Summe aller Buchungen des individuellen Bedarfs. Sie lässt keinen Rückschluss auf einen physischen Engpass zu, behindert jedoch durch den grundsätzlichen Vorbehaltscharakter den Zugang zu den Netzen. Durch Zusammenlegung der Marktgebiete wird der Transaktionsaufwand für Transportkunden immens gesenkt.

Netzbetreiber:

Die Entflechtungsverpflichtung in Verbindung mit der Anreizregulierung gebietet, dass es im Interesse eines jeden Netzbetreibers liegt, ein Maximum an Zugangskapazität anzubieten. Als wesentliches Element der Kapazitätsvorhalte- und Preissetzungsstrategie eines Netzbetreibers ist das Bestreben anzunehmen, die Attraktivität und damit die Auslastung von Einspeisekapazität zu steigern und damit höhere Einnahmen zu erzielen. Vor Allem ist zu unterstellen, dass alle verfügbaren Kapazitäten optimal genutzt werden, um den unnötigen Ausbau zu vermeiden. Damit kann das wirtschaftliche Anliegen der Netzbetreiber unterstellt werden, ein Höchstmass an Interoperabilität und Kooperation bei der Wartung, dem Betrieb und der Entwicklung von Netzen zu suchen. Dieses angenommene Interesse wird durch die gesetzlichen Kooperationsverpflichtungen, Bilanzzonen möglichst gross zu halten, gestützt. Das Kriterium für die Größe einer Bilanzzone ist nicht ihre geographische Ausbreitung sein, sondern die Summe der Ein- bzw. Ausspeiseleistung.

Es wäre somit zu unterstellen, dass jeder Netzbetreiber motiviert ist, eine Zusammenlegung von Marktgebieten anzustreben, um die verfügbare Einspeiseleistung durch Zusammenlegung der Marktgebiete attraktiver zu gestalten.

Zudem entfällt ein erheblicher zusätzlicher Aufwand für die Kapazitätsbewirtschaftung. Dieser wird durch die wesentlich transaktionsärmere Umsetzung der Kooperationspflichten mit dem anliegenden Netzbetreiber ersetzt.

Letztverbraucher:

Der qualitätsüberschreitende, einheitliche Marktpreis würde vor Allem den Verbrauchern in den L-Gas Marktgebieten zu Gute kommen, welche durch eine vermutlich künstliche Überhöhung bisher nicht vom Handelsmarkt profitieren konnten. Der durch die verbesserte Liquidität entstehende Handelspreis wird allen Marktteilnehmern zu Gute kommen, da er immer effizienter wird. Letztverbraucher werden durch eine Zusammenlegung der Regelenergiebeschaffung von einer geringeren Regelenergieumlage profitieren. Mit einer effizienteren Netznutzung sollten die Entgelte für Ausspeiseleistung weiter sinken. Durch verbesserten Speicherwettbewerb, sollten auch Verbraucher von geringeren Leistungspreisen für die saisonale Strukturierung profitieren.

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?

Nein: In einer langfristigen Netzplanung kann es zwar durchaus angebracht sein, weniger langfristige Kapazität auf fester Basis buchbar zu machen. Aber das muss er auch gar nicht. Es reicht, wenn er bei Nachfrage, die Kapazität bedient, die technisch (oder durch Gegenbuchungen, kommerziell) verfügbar ist. Je näher der Zeitpunkt der Kapazitätsnutzung rückt, wird ihm die Nachfrage an den Einspeisepunkten und die Preissituation an den europäischen Hubs und an den Ölmärkten ein Verständnis darüber geben, wie die Kapazitätsnutzung verlaufen wird.

Damit sei auch ausgedrückt, dass die Buchungspflicht innerhalb von eigentlich zusammengehörenden Marktgebieten dem Netzbetreiber ebenso keine Sicherheit über den tatsächlichen Fluss von Gas gibt, mithin die freie Zuordenbarkeit nicht gewährleisten kann.

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

Keine Antworten zu 3. und 4.

3. 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?

Sowohl die OGE Stellungnahme als auch die KEMA Konzeptstudie gehen davon aus, einen Ausbau dann vorzunehmen, wenn die Kosten für andere, kommerzielle Methoden die Kosten für technische Maßnahmen übersteigen.

Dieser Ansatz ist höchst sensibel für die Länge von Abschreibungszeiträumen der zu installierenden Anlagen oder Anschlussleitungen und könnte dazu beitragen den Zeitpunkt beliebig zu verschieben. Sollte sich die zu überprüfende Hypothese bewahrheiten, dass der Preis für die Bereitstellung von Regelenergie oder Lastflusszusagen in bestimmten Netzbereichen durch lokale Marktbeherrschung manipulierbar wäre, wäre zu befürchten, dass sich der Angebotspreis für diese Leistung immer unterhalb einer fiktiven, und überhöhten Investitionslinie bewegen. Damit wäre über längere Zeiträume nicht gewährleistet, dass die Kosten für die Leistungen als solche anzusetzen wären, wie sie auch im Wettbewerb oder durch Investition entstehen.

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

Keine Antwort

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?
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?
5. Welche Kosten entstehen bei der Umstellung des Netzgebietes? Wie sollten diese angemessen und diskriminierungsfrei allokiert werden?
6. Mit welchen Mitteln ist während der Umstellungsphase die Ableitbarkeit der verbliebenen inländischen L-Gas-Produktion sicherzustellen?

Die von der BNetzA gestellten Fragen 3. bis 6. könnten mangels tieferer Einsichten allenfalls ungenau beantwortet werden. Statt einer Beantwortung der Fragen folgen hier einige Anmerkungen:

- In der Bundesrepublik Deutschland wurde bis 1996 eine vollständige Umstellung von Gasen der 1. Familie (Stadtgas/Kokerei Ferngas) auf die der 2. Gasfamilie vorgenommen.¹⁷ Daraus sollten sowohl die Entscheidungsgründe wie auch Kosten, Anreize und Zeitraum beispielhaft erhebbar sein.
 - Bei einer Umstellung ist zu berücksichtigen, dass der Obere Heizwert $H_{o,n}$ nach DVGW-G260 eine Schwankungsbreite von 8,4 – 13,1, der zulässige Wobbeindex $W_{o,n}$ eine Schwankungsbreite von 10,5 – 13,0 bei L-Gas und 12,8 – 15,7 bei H-Gas besitzt. Damit entstehen in den Netzbereichen sowohl physikalische Toleranzen wie auch zeitliche Umsetzungsstufen, die sowohl für die Umstellung als auch den Netzausbau genutzt werden können.
 - Um bei den Umstellungen von Stadtgas auf Erdgas eine Anpassung der Gasgeräte zu vermeiden, wurde ein unter der Bezeichnung SRG (Sommer-Ruhrgas) Methode bekanntes Verfahren allgemein angewendet. Dabei werden die Gasgeräte auf Erdgas H so eingestellt, dass sie beim Wobbeindex-Nennwert ($W_{o,n} = 15,0 \text{ kWh/m}^3$) die Nennwärmebelastung erreichen. Die Gasgeräte können dann ohne Anpassung im Wobbeindexbereich des L-Gas betrieben werden.¹⁸
 - Gegebenenfalls sollte die BNetzA auch eine Änderung der Eichordnung prüfen.
-
- Man sollte für die Bewertung verschiedener Maßnahmen im Auge behalten, dass die energetische Kapazität für den Transport von H-Gas um einen Faktor von ca. 0,15 höher ist. Damit sinken die spezifischen Transportkosten für Erdgas, wenn L-Gas Netze auf H-Gas umgestellt werden.
-
- Anlagen zur Konvertierung von L- in H-Gas (Seite 11/12 der OGE Stellungnahme) bedienen keinen unter Effizienzkriterien bestehenden Netzbedarf. Das Veredeln erfordert einen so hohen Anteil höherkalorifischen Gases, dass man eigentlich nur von einer leichten kalorifischen Absenkung des H-Gases sprechen sollte.

Die BNetzA könnte auch folgende Fälle näher betrachten, aus welchen sich gegebenenfalls Entscheidungsgrundlagen, Kosten und Zeitraum einer Umstellung ableiten lassen:

- Die Nordhorner Versorgungsbetriebe, die Stadtwerke Schüttorf und die Energieversorgung Emsbüren haben zum 1. Oktober 2008 die Versorgung von L- auf H-Gas zusammen mit dem Versorger DONG Energy umgestellt.
- Die Stadtwerke Uelzen haben zum GWJ 2007/08 eine Umstellung ihres Versorgungsgebiets von LL-Gas auf H-Gas vorgenommen.

¹⁷ Hier möchte ich der OGE Stellungnahme (Seite 3) klärend hinzufügen, dass L- und H- Gas zur selben Gasfamilie, nämlich der 2. Gasfamilie, gehören.

¹⁸ Siehe Cerbe, G. (1999): Grundlagen der Gastechnik. 5., völlig neubearbeitete Auflage. Hanser Verlag. Seite 70.

– persönliche Stellungnahme –

- Eine Umstellung wurde ebenso bei der Stadtwerke Soltau GmbH und bei der Energie- und Wasserversorgung Bünde GmbH in den Jahren 2003/2004 mit der Wingas durchgeführt.
- Die Wingas hat im Jahre 2003 in Verbindung mit einer längerfristigen Lieferbeziehung der Stadtwerke Bielefeld eine Erdgaskonditionierungsanlage errichtet, welche das hochkalorische Gas aus der Wedal Leitung durch die Zufuhr von verdichteter Luft an die Qualitätsvorgaben des L-Gas-Netzes anpasst.