



Stellungnahme zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete

22. September 2010

Einleitung

Mit Inkrafttreten der neu gefassten Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) am 9. September 2010 wurden vom Bundeswirtschaftsministerium Fristen zur weiteren Reduzierung von Marktgebieten vorgegeben. Bis zum 1. April 2011 sind die derzeit sechs vorhandenen Marktgebiete auf drei zu reduzieren. Ab dem 1. August 2013 ist eine weitere Verringerung auf zwei Marktgebiete vorgegeben. Dabei wurde die neue Option geschaffen, Marktgebiete auch gasqualitätsübergreifend zu vereinen. Aus diesem Grund wurde von der Bundesnetzagentur am 11. August 2010 ein öffentliches Konsultationsverfahren eingeleitet und um Stellungnahmen der Verbände gebeten. Dieser Bitte kommt der VIK, der VCI und VEA im Folgenden gerne nach:

Ausgangssituation

Im Rahmen des Konsultationsverfahrens wurden zwei Dokumente als Diskussionsgrundlage zur Verfügung gestellt. Eine Stellungnahme von Open Grid Europe und ein Gutachten von Gaspool, welches von KEMA erstellt wurde. Beiden Ausführungen liegt ein Modell zu Grunde, das im Wesentlichen aus zwei Phasen besteht. In der ersten Phase werden die Marktgebiete zunächst virtuell gekoppelt. Im Fall von Open Grid Europe bestünde zusätzlich von Beginn an die Möglichkeit einer physischen Überspeisung vom H-Gas-Marktgebiet ins L-Gas-Marktgebiet mittel zweier Überspeisestationen (Scheidt und Werne). Im Falle von Gaspool gibt es derartige Anlagen derzeit nicht. Hier würde in Phase 1 zunächst eine rein virtuelle Kopplung der Marktgebiete vollzogen.

In der zweiten Phase sehen beide Konzepte eine schrittweise physische Umstellung der L-Gas-Marktgebiete auf H-Gas vor. Im Folgenden wird der Versuch unternommen, auf

Basis der bisher bekannten Daten beide Ansätze und Phasen zu bewerten. Im Anschluss daran wird ein alternativer Ansatz zur Diskussion gestellt.

Phase 1: Virtuelle Kopplung der H-Gas- und L-Gas-Marktgebiete

Beschaffungsmöglichkeiten

Die virtuelle Kopplung der H-Gas-Marktgebiete und der L-Gas-Marktgebiete hätte einerseits den Vorteil, dass die Möglichkeiten für die Gasbeschaffung am Großhandelmarkt, gerade für die Kunden in den L-Gas Marktgebieten, zunehmen würden. So wäre es dann für einen Kunden im L-Gas-Marktgebiet z.B. möglich, auch am virtuellen Handelspunkt des zugeordneten H-Gas-Marktgebietes Gas zu beschaffen. Andererseits ist auch bei einer virtuellen Zusammenlegung ein Vergleich der Vorteile mit den auftretenden Kosten notwendig.

Hinsichtlich der praktischen Umsetzung dieser virtuellen Kopplung werden von Open Grid Europe und Gaspool unterschiedliche Vorschläge unterbreitet. Der Vorschlag von Gaspool sieht vor, dass es nur noch einen Bilanzkreis für H-Gas und L-Gas gibt. Zur Abwicklung der virtuellen Konvertierung werden Subbilanzkonten für die jeweiligen Gasqualitäten geführt. Es werden dabei zwei getrennte virtuelle Punkte (VP) für den Handel mit H- und L-Gas übergangsweise aufrechterhalten, um die Zuordenbarkeit von gehandelten Gasmengen zu einer Qualität zu ermöglichen. Die Führung der Subbilanzkonten dient dabei der Zuordnung der aufgetretenen Kosten, die durch den Einsatz der virtuellen Konvertierung entstanden sind.

Der Vorschlag von Open Grid Europe sieht ebenfalls vor, dass es nur einen Bilanzkreis für H-Gas und L-Gas gibt. Jedoch wird auf die Führung von Subbilanzkonten verzichtet. Eine direkte Zuordnung der Kosten auf die Verursacher ist damit nicht mehr möglich.

Beide Vorschläge bieten den Vorteil, dass bisher getrennte H-Gas und L-Gas Bilanzkreise zusammen geführt werden können und damit eine bessere Durchmischung des Portfolios der jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen möglich wird. Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich die Beschaffungssituation für L-Gas-Kunden, in Bezug auf den Zugriff auf einen liquiden Handelspunkt verbessern dürfte. Für H-Gas-Kunden ist dieses Argument weit weniger gewichtig. Schwierig quantifizierbar sind die Kosten bei der Umsetzung der virtuellen Qualitätskonvertierung. Diese hängen im Wesentlichen davon ab, wie viel Regelenergie bereit gestellt werden muss.

Regelenergiebedarf

Preisunterschiede zwischen den H-Gas- und den L-Gas-Marktgebieten werden dazu führen, dass der schon oben beschriebene virtuelle Austausch von Gas zwischen den Marktgebieten stattfinden wird. Wie im Gutachten von Gaspool richtigerweise dargelegt wird, muss der Netzbetreiber „nur“ den Saldo der Lieferungen zwischen den qualitätsungleichen Marktgebieten in Form von Regelenergie bereitstellen.

Marktgebietsübergreifende Handelsgeschäfte werden nur dann getätigt, wenn ein lohnender Spread vorhanden ist. Basierend auf dieser Annahme ist davon auszugehen, dass marktgebietsübergreifende Handelsgeschäfte eines Tages fast nur in einer Richtung stattfinden werden. Der entstehende Saldo muss in beiden Marktgebieten über den Einsatz von Regelenergie dargestellt werden. Bei einer virtuellen Lieferung vom H-Gas-Marktgebiet ins L-Gas-Marktgebiet muss es einen Regelenergieanbieter im H-Gas-Marktgebiet geben, der das Gas aufnimmt. Ebenso muss es einen Regelenergieanbieter im L-Gas Marktgebiet geben, der das Gas abgibt. Der Netzbetreiber muss dafür Sorge tragen, dass er genügend Ressourcen bereit hält, die nötig sind, um den beschriebenen virtuellen Austausch zu bewerkstelligen. Dies kann z.B. im Netz der Open Grid Europe zu einem kleinen Teil (5 % des L-Gas-Bedarfs) über die vorhandenen Überspeisepunkte in Scheidt und Werne geschehen. Jedoch ist damit zu rechnen, dass hauptsächlich Lastflusszusagen (LFZ) als gewählte Form der Regelenergiebereitstellung eingesetzt werden, um den benötigten Regelenergiebedarf vorzuhalten.

Diese Menge an Regelenergie kommt additiv zum ohnehin schon bestehenden Regelenergiebedarf zum Ausgleich des saldierten Bedarfs der Bilanzkreise hinzu. Die allein auf das Bilanzierungssystem zurückzuführende Regelenergieumlage ist seit Einführung des Bilanzierungssystems GABi Gas stetig angestiegen. Die absolut höchste Regelenergieumlage ist dabei in einem L-Gas-Marktgebiet (Thyssengas L-Gas) zu finden. Dort sind ab dem 1. Oktober 2010 2,91 € pro ausgespeister MWh zu entrichten. Nach Einschätzung von VIK, VCI und VEA wird ein weiterer Anstieg des Regelenergiebedarfs zu weiteren Kostenexplosionen führen. Die Marktgebietsverantwortlichen wären bei der Beschaffung von Regelenergie gezwungen, noch höherpreisige Angebote von der Merit-Order-Liste der Regelenergieanbieter abzurufen. Welche letztendliche Belastung für den Endkunden entsteht, ist derzeit nicht vorhersagbar. Die Erfahrungen aus der jetzigen Regelenergiebeschaffung zeigen aber, dass erhöhter Einsatz von Regelenergie den Kunden teuer zu stehen kommen kann. Erschwerend kommt hinzu, dass der Regelenergiemarkt auf Grund der hohen Losgrößen

nur von wenigen Anbietern dominiert wird. Gerade im Bereich der L-Gas-Marktgebiete von Thyssengas und Open Grid Europe ist der Einsatz von Regelenergie sehr kostenintensiv, während Aequamus im Vergleich günstiger ist.

Im Gutachten von Gaspool wurde von KEMA ein „günstiges“ Szenario errechnet. Dabei wird zu Grunde gelegt, dass im Saldo 10 % des L-Gas-Bedarfs durch virtuelle Einkäufe im H-Gas-Marktgebiet gedeckt werden müssen. Dieser Saldo muss vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber vollständig über Regelenergie bereitgestellt werden. Weiterhin wird ein Preis-Spread von 5 €/MWh zwischen dem Verkauf von Regelenergie im H-Gas Marktgebiet und dem Ankauf von Regelenergie im L-Gas Marktgebiet angenommen. Basierend auf diesen Annahmen ist mit folgenden Kosten, die auf die jährliche Menge bezogen werden, zu rechnen.

Würden die Kosten alleine auf alle Kunden im L-Gas-Marktgebiet umgelegt, entstünden Kosten von 0,5 €/MWh. Würden diese Kosten auf alle Kunden in beiden Marktgebieten umgelegt, entstünden Kosten i.H.v 0,15 €/MWh. Mit zunehmender gleichzeitiger Regelenergienachfrage in beiden Marktgebieten ist damit zu rechnen, dass sich der Preis-Spread vergrößern dürfte. Eine Bandbreite von 10 % bis 25 % wird im Gutachten als moderates Szenario eingestuft. Bei Annahme eines Preis-Spreads von 10 €/MWh und einer Bedarfsdeckung von 20 % lägen die Kosten bei alleiniger Umlage auf die L-Gas-Kunden dann schon bei 2 €/MWh und bei einer Umlage auf L-Gas- und H-Gas-Kunden schon bei 0,6 €/MWh.

Damit ist fraglich, ob die eventuellen Vorteile bei der Portfoliobildung und den zusätzlichen Beschaffungsmöglichkeiten nicht durch die Kosten für die Regelenergiebeschaffung überkompensiert werden. Diesem Szenario liegt natürlich die Annahme zu Grunde, dass die angefallenen Kosten über alle Kunden sozialisiert würden. Demnach stellt sich die Frage, wie die Kosten einer virtuellen Marktgebietszusammenlegung fair umzulegen sind.

Als zusätzliche Option bringen beide Konzepte noch die Möglichkeit einer technischen Qualitätskonvertierung ins Spiel. Auf der einen Seite könnten über die Senkung des verbleibenden virtuellen „Rest“-Austauschs die operativen Kosten für die Regelenergiebeschaffung gesenkt werden, da der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber im Prinzip selber Regelenergie bereit stellen könnte indem er H-Gas in L-Gas konvertiert. Auf der anderen Seite ist aber mit hohen Investitionskosten zur Errichtung von Konvertierungskapazitäten zu rechnen, die ggf. über alle Netznutzer sozialisiert werden müssten.

Kostenumlage

Die Umlage der Kosten auf alle Marktteilnehmer wirft die Frage nach Quersubventionierungen auf. Ausgehend vom vorherigen Beispiel würde sich das Verhältnis von Kostenerzeugung und Kostenverteilung folgendermaßen darstellen: Profiteure und zugleich Kostenerzeuger sind diejenigen Marktteilnehmer, die ihr Gas im H-Gas-Marktgebiet beschaffen und im L-Gas-Marktgebiet verbrauchen. Sie haben den Vorteil der besseren Beschaffungskonditionen und erzeugen zugleich die zusätzlichen Kosten. Diese Zusatzkosten werden aber von den anderen Marktteilnehmern über die allgemeine Umlage mitgetragen und so finanziert. Aus Sicht eines Kunden im H-Gas-Marktgebiet würde dieser aus seiner Sicht nur mit zusätzlichen Kosten belastet, ohne eine wirkliche weitere Einkaufsoption zu haben, da er sein Gas ja ohnehin schon am liquiden VP des H-Gas-Marktgebietes beschaffen kann. Demnach stellt sich die Frage, ob es nicht andere Möglichkeiten gibt, die eine verursachungsgerechtere Umlage der Kosten erlauben.

Open Grid Europe schlägt eine allgemeine Sozialisierung der Kosten vor. Gaspool hingegen schlägt die Einführung eines Konvertierungsentgeltes vor. Das Konvertierungsentgelt erlaubt eine direktere Zuordnung der Kosten, die durch die virtuelle Konvertierung anfallen. Nach Einschätzung von Gaspool kommt der Höhe des Konvertierungsentgeltes eine strategische Bedeutung zu. Dabei kann das Konvertierungsentgelt kleiner, größer oder gleich der Kostendifferenz zwischen H-Gas und L-Gas sein. Ist das Konvertierungsentgelt zu hoch, wird nach Einschätzung von Gaspool keine echte Marktintegration entstehen. Ist das Konvertierungsentgelt zu niedrig wird das System anfälliger für strategisches Verhalten.

In diesem Zusammenhang weist Gaspool darauf hin, dass Marktteilnehmer mit Zugang zu Speichern in beiden Marktgebieten Ungleichgewichte erzeugen können, denen keine echte Nachfrage gegenüber steht. Ein Marktteilnehmer mit Zugang zu Speichern in beiden Marktgebieten könnte folgende Situation hervorrufen: Der Marktteilnehmer verschiebt Gas aus seinem Speicher im H-Gas Bereich in seinen Speicher im L-Gas Bereich. Alternativ könnte er auch Gas am VP des H-Gas-Bereichs kaufen, welches in den Speicher im L-Gas-Bereich überführt werden soll. Für diese Transaktion wird in beiden Marktgebieten Regelenergie benötigt. Im H-Gas-Marktgebiet muss Gas aufgenommen und im L-Gas-Marktgebiet abgegeben werden. Der Marktteilnehmer kann nun für das von ihm selbst hervorgerufene Ungleichgewicht Regelenergie anbieten.

Der VIK, VCI und VEA teilen die Einschätzung von Gaspool. Von Seiten der Bundesnetzagentur sollte deshalb sicher gestellt werden, dass die Möglichkeiten für strategisches Verhalten so gering wie möglich gehalten werden. Natürlich sollte aber auch gewährleistet werden, dass die Kosten von denjenigen getragen werden, die sie verursacht haben. Je nach Höhe der Kosten könnte sich natürlich die Situation einstellen, dass das Konvertierungsentgelt einen strategischen Preis erhält, um eine Marktintegration zu ermöglichen. Der Rest der angefallenen Kosten müsste über alle sozialisiert werden. Da sich die Kosten, wie oben beschrieben, momentan kaum abschätzen lassen, und auch die Preisdifferenzen zwischen H-Gas und L-Gas nicht wirklich bekannt sind, ist aus Sicht von VIK, VCI und VEA momentan nicht gewährleistet, dass strategisches Verhalten und hohe Kostensozialisierungen bei der virtuellen Qualitätskonvertierung effektiv verhindert werden können. Falls der Weg der qualitätsübergreifenden Marktgebietszusammenlegung beschritten werden sollte, müssten hierfür noch Lösungen entwickelt werden, da die Vorlaufzeit für eine Marktraumumstellung bei mindestens zwei Jahren liegen dürfte.

Aus Sicht von VIK, VCI und VEA ist es begrüßenswert, wenn für Marktteilnehmer eine zusätzliche Einkaufsoption geschaffen wird. Die Schaffung einer solchen Option muss aber immer unter dem Blickwinkel der zu erwartenden Kosten erfolgen. Sollte es Optionen geben, die aus volkswirtschaftlicher Sicht weniger Kosten erzeugen, müssen diese mit in die Betrachtung aufgenommen werden.

Phase 2: Physische Marktraumumstellung

Sowohl Open Grid Europe, als auch Gaspool sehen vor, dass die L-Gas Marktgebiete kurz- bis mittelfristig physisch auf H-Gas umgestellt werden sollen, basierend auf der Annahme, dass die Verfügbarkeit von L-Gas in den nächsten Jahren deutlich zurück gehen wird. Damit ist zunächst zu klären, wann eine solche Marktraumumstellung frühestens starten könnte, über welchen Zeitraum diese Umstellung stattfinden soll und wer die anfallenden Kosten dafür trägt.

Zunächst ist festzuhalten, dass die Kosten, die durch die virtuelle Kopplung der Marktgebiete in Phase 1 erzeugt werden, solange weiterlaufen, bis alle Netzteile umgestellt worden sind. Im Modell der Open Grid Europe wird von einer Umstellungszeit von 15 Jahren ausgegangen. Zusätzlich zu den stetig laufenden Kosten aus der virtuellen

Qualitätskonvertierung fallen einmalige Umstellkosten für diejenigen Netznutzer an, deren Bereich gerade umgestellt wird.

Für industrielle Verbraucher stellt sich zudem die Frage der Gasqualität vor und nach der Umstellung. Je nachdem, welche Branche betrachtet wird, reagieren Produktionsprozess mehr oder weniger sensibel auf schwankende Gasqualitäten. Bei Nutzung der von Open Grid Europe erwähnten Überspeisestationen ist damit zu rechnen, dass in den Bereichen der Stationen Pendelzonen mit schwankenden Gasqualitäten entstehen werden. Für Branchen, die auf einen gleichbleibenden Brennwert angewiesen sind, entstehen in solchen Fällen hohe Zusatzkosten.

Bei einer vollständigen Umstellung von L-Gas auf H-Gas fallen im nächsten Schritt entsprechende Umstellkosten an. Da damit zu rechnen ist, dass die L-Gas Netze in der mittel- bis längerfristigen Perspektive in jedem Fall auf H-Gas umgestellt werden, ist aus Sicht von VIK, VCI und VEA ein gut geplantes Umstellungskonzept notwendig, das eine effiziente Umstellung ermöglicht. Für industrielle Verbraucher kommt es dabei auf eine genügend lange Vorlaufzeit an, um den Umstellungsprozess betriebsintern abzubilden.

Im Gutachten wird diesem Umstellungskonzept schon etwas vorgegriffen. Dort werden Vorschläge unterbreitet, wie die anfallenden Umstellungskosten in Zukunft umgelegt werden können. Dort werden auch Ansätze beschrieben, wie sich die Umstellungskosten der Haushaltskunden, die den Großteil der gesamten Umstellungskosten ausmachen, über alle Kunden sozialisieren lassen. Gaspool schlägt unterschiedliche Verfahren vor, wie diese Kosten umgelegt werden können. Aus Sicht von VIK, VCI und VEA besteht in diesen Fällen die Möglichkeit einer eindeutigen Kostenzuordnung zu den verschiedenen Kunden. Sollten diese Kosten sozialisiert werden, wäre dies eine ungerechtfertigte Quersubventionierung.

Alternativ zu prüfender Vorschlag: Sortenreine Marktgebietszusammenlegung

Wie oben bereits dargestellt, ist für den VIK, VCI und VEA derzeit nicht einschätzbar, mit welchen Kosten die Verbraucher bei einer qualitätsübergreifenden Marktgebietszusammenlegung wirklich zu rechnen haben. Jedoch bestehen bei den derzeitigen Regelungen zum Regelenergieeinkauf begründete Zweifel, dass die Vorteile auf der Beschaffungsseite, die Nachteile auf der Kostenseite werden ausgleichen

können. Aus diesem Grunde muss der Versuch unternommen werden, die Vor- und Nachteile einer sortenreinen Zusammenlegung der Marktgebiete aufzuzeigen.

In der Stellungnahme von Open Grid Europe sind dazu Kostenrelationen gebildet worden. Basis für die Kostenrelationen bildet eine Zusammenlegung des H-Gas-Marktgebietes Netconnect Germany mit dem L-Gas-Marktgebiet von Open Grid Europe. Würden diese beiden Marktgebiete sortenrein zusammen gelegt, entstünden Kosten i.H.v. 100 %.

Eine qualitätsübergreifende Zusammenlegung der Marktgebiete NetConnect Germany (H-Gas), Open Grid Europe (L-Gas), Thyssengas (H-Gas) und Thyssengas (L-Gas), sowie Gaspool und Aequamus würde zu Kosten i.H.v. 270 % gegenüber der Basisversion führen.

Eine sortenreine Zusammenlegung der Marktgebiete NetConnect Germany (H-Gas), Gaspool (H-Gas) und Thyssengas (H-Gas) sowie Open Grid Europe (L-Gas), Aequamus (L-Gas) und Thyssengas (L-Gas) soll im Vergleich zur Basisversion Kosten i.H.v. 440 % mit sich bringen. Neben der grundsätzlichen Kritik, dass hier nur Verhältnisse gebildet wurden, soll im Folgenden auf die Annahmen eingegangen werden, die dieser Abschätzung zu Grunde gelegt wurden.

Nach Aussage von Open Grid Europe entstünde der Großteil der Kosten bei der sortenreinen Zusammenlegung durch die Zusammenlegung der H-Gas-Marktgebiete, da diese nicht genügend physische Verbindungen aufweisen. Zur Sicherstellung der freien Zuordenbarkeit über beide Marktgebiete müssten in großem Umfang Lastflusszusagen eingekauft werden. Bei den Vergleichsansätzen wurden jeweils dieselben Preise für den Einkauf von Lastflusszusagen zu Grunde gelegt. Nach Einschätzung von VIK, VCI und VEA müsste zunächst geprüft werden, ob es ggf. sinnvoller wäre, die H-Gas-Marktgebiete über Verbindungsleitungen miteinander zu vernetzen. Die Transparenz in dieser Frage ist von entscheidender Bedeutung für die Beurteilung des Gesamtproblems.

Ohne einen belastbaren Vergleich der Kosten der verschiedenen Varianten kann keine Entscheidung getroffen werden, die im Falle einer falschen Datenbasis schließlich zu Lasten der Verbraucher erfolgt. In diesem Zusammenhang darf keine erneute Benachteiligung insbesondere der industriellen Verbraucher über eventuell nicht berücksichtigte Zusatzkosten zur Aufarbeitung rohstofflich genutzten Gases oder über eine zu hohe relative Kostenlast auf Grund erhöhter Regelenergieaufwendungen des marktgebietsaufspannenden Netzbetreibers erfolgen.

Erst wenn die Kosten der Alternativen bekannt sind, wäre es u.a. möglich, zu überprüfen ob der Umweg über Lastflusszusagen günstiger ausfallen würde. Hier müsste dann zunächst geprüft werden, mit welchen virtuellen Flüssen zwischen den Netzen zu rechnen ist. Auf Grund der geringen Spreads zwischen den VPs der Marktgebiete könnte der Bedarf an Lastflusszusagen deutlich geringer ausfallen als von Open Grid Europe angenommen. Sollten es aber dennoch Bedarf für Lastflusszusagen bzw. Regelenergie geben, könnte diese auf wesentlich liquideren Märkten und ggfs. auch kurzfristiger und damit kostengünstiger beschafft werden. Aus diesem Grund empfehlen VIK, VCI und VEA zunächst eine gründliche Analyse der möglichen Kosten, die bei einer Zusammenlegung der H-Gas-Marktgebiete anfallen würden.

Nach Kenntnisstand der Verbände ist das Problem der kaum vorhandenen Vernetzung der Marktgebiete im L-Gas-Bereich zumindest nicht in dem Maße vorhanden wie bei den H-Gas-Marktgebieten, womit das Thema Lastflusszusagen einen deutlich geringeren Stellenwert haben dürfte. Am 18. Juli 2007 verkündeten E.ON Gastransport (heute Open Grid Europe) und RWE Transportnetzgas (heute Thyssengas) in einer gemeinsamen Pressemitteilung, dass Sie ab dem 1. Oktober 2008 ein gemeinsames L-Gas-Marktgebiet betreiben werden. Trotz eingeleiteten Missbrauchsverfahrens der Bundesnetzagentur ist diese Zusammenlegung bis zum heutigen Tage nicht erfolgt. Weiterhin hieß es in der Pressemitteilung: „Auch für den L-Gas-Bereich entsteht ein übergreifendes Marktgebiet, in dem erhebliche Erdgasmengen zusammenfließen. Dies wird dem Handel mit Erdgas einen weiteren Schub geben“: Trotz dieser Selbsteinschätzung erkennen VIK, VCI und VEA an, dass mit einer einfachen Zusammenlegung der L-Gas-Marktgebiete das Liquiditätsproblem nicht gelöst sein wird. Den L-Gas-Marktgebieten fehlt ein echter Handelsmarkt.

Zur Lösung dieses Problems könnten die Niederlande die notwendige Liquidität in den deutschen L-Gas-Markt bringen. Das derzeit in Deutschland verbrauchte L-Gas kommt zum Einen aus den norddeutschen Quellen und zum Anderen aus den Niederlanden. Die Konzepte von Gaspool und Open Grid Europe gehen beide von einem raschen Rückgang der L-Gas-Verfügbarkeit aus deutschen Quellen aus, weshalb zunächst mit der virtuellen Qualitätskonvertierung gestartet werden sollte, um anschließend die L-Gas-Marktgebiete auf H-Gas umzustellen. Wie bereits beschrieben, können die Regelenergiekosten für die virtuelle Qualitätskonvertierung solange anfallen, bis alle Verbraucher auf H-Gas umgestellt wurden.

Im folgenden Szenario würden diese Kosten nicht anfallen, da die Verbraucher in den L-Gas-Marktgebieten zunächst weiterhin mit L-Gas versorgt werden würden. Selbst wenn die deutschen Quellen schneller als erwartet ihre Produktion zurück fahren würden, ist eine Versorgung der L-Gas-Kunden im kurz- bis mittelfristigen Bereich sicher gestellt. Schon jetzt sind alle deutschen L-Gas-Marktgebiete mit dem niederländischen Gastransportsystem verbunden – also auch mit dem TTF. Da die Niederlande bereits über stickstoffbasierte Konversionsanlagen verfügen – und diese auch kontinuierlich ausbauen –, gibt es an der TTF keine Unterscheidung zwischen H-Gas und L-Gas mehr. Durch diese Konversionsanlagen wäre auch eine langfristige Versorgung der deutschen L-Gas-Marktgebiete sichergestellt. Für die Kunden in den L-Gas-Marktgebieten würde ein Zugang zur TTF gleichzeitig Zugriff auf einen der liquidesten Handelsplätze in Europa bedeuten. Das einzige Problem könnte darin bestehen, dass die bestehenden Grenzübergangspunkte zwischen Deutschland und den Niederlanden teilweise ausgebucht sind. Folgend Abbildung zeigt die drei wesentlichen Überspeisepunkte. Zum jetzigen Zeitpunkt (10 Tage vor Beginn des Gaswirtschaftsjahres) sind immer noch feste Einspeisekapazitäten ins EGT-L-Netz verfügbar:

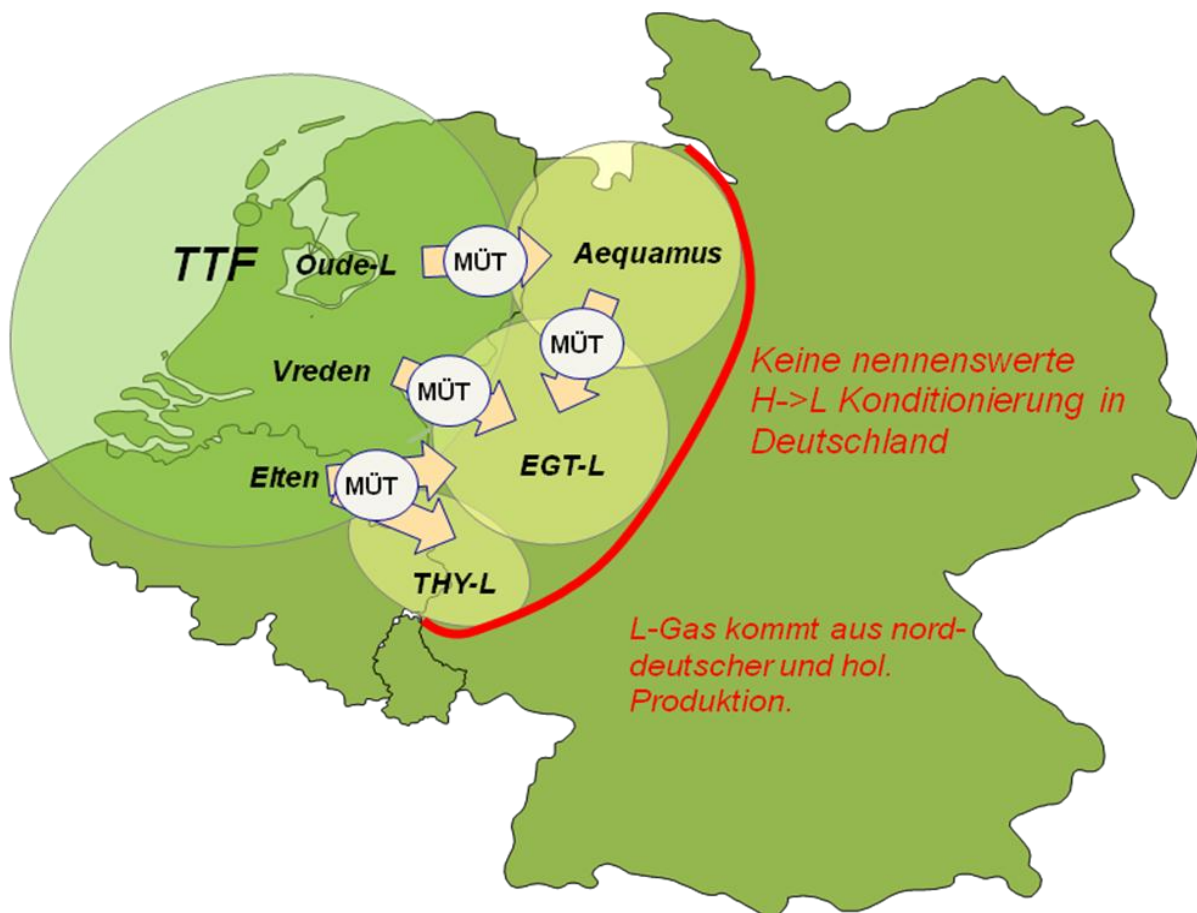


Abb. 1: Grenzübergangspunkte L-Gas (Quelle Cargill)

Bei einer Marktgebietszusammenlegung aller L-Gas-Marktgebiete könnte man über die derzeit verfügbaren festen Einspeisekapazitäten jeden Ausspeisepunkt im neuen L-Gas-Marktgebiet erreichen. Sollte sich die Kapazitätssituation wieder verschärfen, würden zunächst die Regelungen des Engpassmanagements greifen. Und nur in wenigen Einzelfällen würde auf Lastflusszusagen zurück gegriffen werden.

Die Vorteile liegen auf der Hand: Da sich bis zum Zeitpunkt einer (teilweisen) Marktumstellung am physischen Fluss nichts ändert, die Lieferanten ihre Bezugsmengen aber am TTF als originäres L-Gas beschaffen, wird der Bedarf an Regelenergie/Lastflusszusagen nur einen Bruchteil dessen ausmachen, was für die qualitätsübergreifende Marktgebietszusammenlegung notwendig wäre.

Als Zusatzkosten würden lediglich die eingepreisten Kosten für den Grenzübergang anfallen. Bei den Kosten für den Grenzübergang handelt es sich um transparente, regulierte und damit stabile Kosten auf Basis von zuvor getätigten Investitionen. Eine vergleichbare Kostenexplosion wie bei der Regelenergie und den Lastflusszusagen, wo nur eine Handvoll Spieler praktisch jeden Preis verlangen können, ist bei den Grenzübergangskosten unmöglich.

Außerdem fallen die Grenzübergangskosten auch bei der qualitätsübergreifenden Marktgebietszusammenlegung an. Die Nutzung der Grenzübergänge ist ja bei der Erbringung der Lastflusszusagen/Regelenergielieferung technisch erforderlich und die damit verbundenen Kosten werden vermutlich voll in die Lastflusszusagen und die Regelenergie eingepreist.

Da die niederländische GTS in den vergangenen Jahren sehr stark in die Qualitätskonvertierung investiert hat und eine ganze Reihe von L-Gas-Speichern beispielsweise in EPE gebaut worden sind, sollte unter Betrachtung der niederländischen L-Gas-Verfügbarkeit eine notwendige Marktumstellung sicherlich um einige Jahre verschoben werden können – was volkswirtschaftlich sicher sinnvoll ist.

Aus diesem Grund empfehlen der VIK, der VCI und VEA die genaue Prüfung der Gesamtkosten aller möglichen Alternativen, auch die der qualitätsgleichen Zusammenlegung der Marktgebiete. Nach Ansicht der Verbände kann dies die günstigere Lösung sein.



Stellungnahme zur Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete Fragenkatalog der Bundesnetzagentur

22. September 2010

I. Zur Modellgestaltung

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

Aus Sicht der Endverbraucher ist sicherzustellen, dass es bei qualitätsübergreifenden Zusammenlegungen von Marktgebieten keine Pendelzonen entstehen, in denen es zu dauerhaften Brennwertschwankungen kommt.

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?

Qualitätsübergreifende Marktgebiete sollten nur dann gebildet werden, wenn die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten niedriger sind, als vergleichbare Alternativen. Ist dies der Fall muss der Mitteleinsatz der Netzbetreiber ebenso auf Kosteneffizienz geprüft werden. Wenn eine technische Lösung günstiger sein sollte ist diese natürlich zu bevorzugen. Zudem sollte die Bundesnetzagentur alle

regulatorisch verfügbaren Möglichkeiten nutzen, um die Kosten niedrig zu halten. Der Einsatz von Leistungspreisen wird vor diesem Hintergrund als kritisch eingestuft.

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

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)?

Obwohl der 1. April einen ersten Meilenstein vom Verordnungsgeber darstellt, sollte aus Sicht der Verbände die Faktenlage genau geprüft werden. Erst wenn die zu erwartenden Kosten abschätzbar sind, sollte gehandelt werden. Sollten Umstellungsmaßnahmen erforderlich sein, müssen Industriekunden frühzeitig informiert werden, um den Umstellungsprozess sorgfältig planen zu können.

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

Der Vorteil für industrielle Verbraucher bei der Zusammenlegung von Marktgebieten ist immer ein möglicher Portfolioeffekt. Hierbei muss sicher gestellt werden, dass es ausreicht nur einen Bilanzkreis zu führen, in dem alle Standorte eingebracht werden können.

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

Wie in der ausführlichen Stellungnahme schon dargelegt, sehen die Verbände das größte Missbrauchspotential im Regelenergiebereich. Es müsste verhindert werden, dass Marktteilnehmer zunächst Regelenergie erzeugen, um dann selbst als Anbieter auf dem Regelenergiemarkt aufzutreten. Zudem müsste eine Öffnung des Marktes für Regelenergie erfolgen. Die geforderten Losgrößen von bis zu 60 MW können nur von den marktdominierenden Versorgungsgesellschaften erbracht werden. Eine Losgröße i.H.v. 5 MW und automatisches Pooling von Anbietern müssen zum Standard werden.

Folgende Aspekte sind ebenfalls zu berücksichtigen: Werden L- und -H-Gas Marktgebiete qualitätsübergreifend zusammen gelegt, sollte sich der Erdgaspreis z.B. bei Open Grid Europe L-Gas und NetConnect Germany H-Gas noch angleichen. Werden andererseits die L-Gas Marktgebiete qualitätsgleich und perspektivisch mit dem niederländischen Marktgebiet zusammen gelegt, sollte sich der EGT-L Preis und der TTF Preis angleichen. Marktakteure können im Vorfeld zu einer Entscheidung zur Zusammenfassung von Marktgebieten auf eine bestimmte Art der Zusammenlegung spekulieren, indem Sie auf eine Zusammenlaufen von noch bestehenden Preisdifferenzen ("Spreads) setzen. Ggf. sind auch die Muttergesellschaften der Erdgasnetzbetreiber solche Positionen eingegangen und können von einer Zusammenlegung im Sinne der Vorschläge der Erdgasnetzbetreiber Open Grid Europe und Gaspool ungerechtfertigt profitieren.

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?

Nach Ansicht der Verbände sind die Kosten von denjenigen zu tragen, die sie verursacht haben. Aus diesem Grunde müsste es ein Konvertierungsentgelt geben, welches die Kosten denjenigen Marktteilnehmer zuordnet, die die Konvertierung ausgelöst haben. Das Konvertierungsentgelt erlaubt eine direktere Zuordnung der Kosten, die durch die virtuelle Konvertierung anfallen. Nach

Einschätzung von Gaspool kommt der Höhe des Konvertierungsentgeltes eine strategische Bedeutung zu. Dabei kann das Konvertierungsentgelt kleiner, größer oder gleich der Kostendifferenz zwischen H-Gas und L-Gas sein. Ist das Konvertierungsentgelt zu hoch, wird nach Einschätzung von Gaspool keine echte Marktintegration entstehen. Ist das Konvertierungsentgelt zu niedrig wird das System anfälliger für strategisches Verhalten. Demnach wäre eine verursachungsgerechte Umlage der Kosten nur dann gegeben, wenn die Umlage der Kosten über das Konvertierungsentgelt zu einem Preis führen würde, der eine Marktintegration erlaubt.

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.

Da es in den deutschen L-Gas Netzen nur sehr wenige Speicher gibt, sollte zunächst geprüft werden, in wie weit diese zur Unterstützung der Winterleistungsspitze eingesetzt werden. Nach Kenntnisstand der Verbände wird die Winterspitze über die Niederländischen L-Gas Felder bereit gestellt.

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

Wie schon in der ausführlichen Stellungnahme dargelegt, halten die Verbände die Prüfung der Option einer Zusammenlegung aller L-Gas Marktgebiete für Lohnenswert. Für die L-Gas Kunden ergibt sich dann die Möglichkeit Gas grenzüberschreitend direkt am TTF zu beschaffen. Bei einer qualitätsübergreifenden Zusammenlegung der Marktgebiete würde sich dies L-Gas Marktgebiete eher auf die jeweils angeschlossenen H-Gas Marktgebiete ausrichten.

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 Marktgebietskonsolidierung?

Die Vorteile ergeben sich, wenn vorher durch Marktgebiete getrennte Standorte nach Zusammenlegung in einem einheitlichen Bilanzkreis geführt werden können. Dies gilt aber für beide Optionen. Bei der qualitätsübergreifenden Zusammenlegung der Marktgebiete besteht für L-Gas Kunden die Möglichkeit ihr Gas am VP des jeweils zugehörigen H-Gas Marktgebietes zu beschaffen. Da diese Transaktionen aber Regelenergie verursachen ist zu klären, ob der Einkaufsvorteil nicht durch die Kosten für die Regelenergie überkompensiert wird. Für Kunden in den H-Gas Marktgebieten besteht dieser Vorteil nicht. Es ist aber möglich, dass diese je nach Wahl des Umlageverfahrens, an den Kosten der zusätzlich benötigten Regelenergie beteiligt werden.

Bei einer qualitätseinheitlichen Marktgebietskonsolidierung und einer Beschaffungsorientierung hin zu den Niederlanden würde eine Marktöffnung hin zu einem Markt erfolgen, der aus wettbewerblicher Sicht schon fortgeschrittener ist. In den Niederlanden liegen 90 % der Einspeisekapazitäten nicht in den Händen der GasTerra. In Deutschland liegen diese zu großen Teilen in den Händen der etablierten Versorger. In den Niederlanden verkaufen auch Produzenten ihr Gas direkt in die Märkte, wovon die L-Gas Marktgebiete natürlich profitieren würden.

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?

Die Verbände gehen davon aus, dass diese Frage von den beteiligten Netzbetreibern zu beantworten ist.

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?

Da diese Kosten derzeit nicht vorliegen, schlagen die Verbände vor ein umfassendes Gutachten von neutraler Seite erstellen zu lassen.

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

Verweis auf Antwort zu Frage I 6.

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?

Wie bereits dargelegt sollten aus volkswirtschaftlicher Sicht möglichst geringe Gesamtkosten erzeugt werden. Der Vorschlag im ersten Schritt die L-Gas Marktgebiete zusammen zu legen und über den TTF zu versorgen hätten den Vorteil geringer Regelenergiekosten und Zugleich würde Zeit gewonnen. In dieser Zeit könnte ein fundiertes Umstellungskonzept unter Beteiligung aller Stakeholder erstellt werden.

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

Beim Kostenmonitoring müssen alle Alternativen miteinander verglichen und alle möglichen anfallenden Kosten berücksichtigt werden. Die Verbände schlagen hierzu vor, dass ein umfassendes Gutachten von neutraler Seite erstellt werden sollte. Eventuell ist hierzu auch eine separate Konsultation erforderlich um den regulatorischen Rahmen zu definieren.

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?

Da es derzeit noch kein Umstellungskonzept gibt, ist zunächst die Frage zu klären, wie dieses erstellt werden soll. Die Verbände beteiligen sich natürlich gerne bei der Erstellung eines solchen Konzeptes. Dort können dann auch die offenen Detailfragen, wie z.B. der mögliche Zeitplan, diskutiert werden.

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?

Verweis auf Antwort III 3.

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

Die Verbände gehen davon aus, dass diese Frage von den beteiligten Netzbetreibern zu beantworten ist.

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

Hier muss im ersten Schritt Klarheit geschaffen werden, wann mit einem signifikanten Rückgang der deutschen L-Gas Verfügbarkeit zu rechnen ist. Je nachdem wie schnell umgestellt werden muss, ist das Umstellungskonzept anders zu parametrieren.