



EFET Deutschland - Verband deutscher Gas- und Stromhändler e.V.

Flottwellstraße 4-5
10785 Berlin

Tel: +49 30 2655 78 24

Fax: +49 30 2655 78 25

www.efet-d.org

de@efet.org

EFET Deutschland, Flottwellstraße 4-5, D-10785 Berlin

Bundesnetzagentur

Beschlusskammer 7

Postfach 8001

53105 Bonn

Per E-Mail an marktgebiete@bnetza.de

Berlin, den 22.9.2010

Die Bildung qualitätsübergreifender Gasmarktgebiete aus Händlersicht

Sehr geehrte Damen und Herren,

EFET Deutschland möchte auf diesem Weg die Gelegenheit nutzen, um die Händlersicht in Bezug auf qualitätsübergreifende Marktgebiete auszuführen. Wir begrüßen es ausdrücklich, dass bereits 2010 neue Weichen für eine stärkere Integration der Marktgebiete gestellt werden sollen.

Unsicherheit herrscht bei uns, inwiefern das Verfahren hinsichtlich der zweistufigen Integration gemäß Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) einzuordnen ist:

- Greift diese Konsultation dem zweiten Schritt in 2012 vorweg?
- Sollen die vorgelegten Dokumente der Netzbetreiber die von der GasNZV geforderten Studien sein?
- Liegen der Bundesnetzagentur detaillierte Überlegungen und Studien von Netzbetreibern als Entscheidungsgrundlage vor (inklusive absoluter Zahlen)?
- Wird es vor einer endgültigen Entscheidung zu einem weiteren Vorgehen ein vernünftiges, netzbetreiberübergreifendes Impact Assessment geben?

Insgesamt müssen wir feststellen, dass die im Rahmen dieser Konsultation veröffentlichten Dokumente nicht ausreichend für eine umfassende und zahlenseitig fundierte Meinungsbildung sind. Uns ist es daher nicht abschließend möglich, jede der Fragen der Konsultation aus unserer Sicht befriedigend zu beantworten, weil wir den vorliegenden Unterlagen viele Annahmen und absolute

Zahlen zu möglichen Kosten nicht entnehmen können. Wir können viele Aussagen der begleitenden Konsultationsdokumentation nur in indikativer Form als Entscheidungsgrundlage zu Rate ziehen.

Allgemein möchten wir festhalten, dass auch folgende Optionen aus Marktsicht sinnvolle Ergebnisse darstellen können:

- Ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet in Deutschland;
- Ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet unter Einbindung des gesamten L-Gasmarktes, daneben bleibt ein reines H-Gasmarktgebiet bestehen;
- Ein L- und ein H-Gasmarktgebiet, wenn zwei qualitätsübergreifende Marktgebiete nicht effizient sind.

I. Übergreifende Fragen

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

Bevor wir uns mit Gestaltungsmerkmalen qualitätsübergreifender Marktgebiete auseinander setzen, muss klar sein, dass diese Entscheidung in ein übergelagertes Konzept eingebettet sein sollte, das sowohl die Marktgebietsintegration (und ihre Kosten) wie auch abzusehende Qualitätsumstellungen miteinander in Beziehung setzt. Vorstellbar – aufgrund des Zeitdrucks zum 1.4.2011 - ist die Erstellung eines Konzepts im Laufe des Jahres 2011, um eine notwendige und sinnvolle Integration als Alternative zur Zusammenführung aller L-Gasmarktgebiete zu ermöglichen.

Grundsätzlich begrüßt EFET Deutschland die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete. Ziel sollte die Schaffung eines Marktgebiets für den gesamten deutschen Gasmarkt sein.

Ein wesentliches Gestaltungsmerkmal für eine qualitätsübergreifende Marktgebietszusammenlegung ist für EFET Deutschland die Schaffung eines einheitlichen virtuellen Handlungspunktes für H- und L-Gas. Eine Aufteilung nach Qualitäten würde aus unserer Sicht den Sinn und Zweck eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes konterkarieren.

Generell steht eine Marktgebietsintegration unter Vorbehalt der Kosteneffizienz. Das ist besonders in diesem Fall wichtig, da eine Entscheidung zwischen der Schaffung von zwei qualitätsübergreifenden oder einem gemeinsamen L-Gasmarktgebiet (plus einem H-Gasmarktgebiet) ansteht. Eine Entscheidung sollte unter den Prämissen der Regenergiekosten- und Lastflusszusagenminimierung stehen. Die Kosteneffizienz muss dabei unabhängig von Unternehmensgrenzen untersucht werden. Die vorliegenden Vorschläge orientieren sich lediglich an den Grenzen der Interessenssphären von

Open Grid Europe und Gasunie Deutschland. Wir können zu diesem Augenblick z.B. nicht beurteilen, ob die von (ehemals) E.ON Gastransport getroffenen Aussagen (in Relationen dargestellt) auf Annahmen und Kostenberechnungen basieren, die wir teilen. Die vorgelegten Studien dürfen aus unserer Sicht nicht die einzige Entscheidungsbasis für die Bundesnetzagentur sein. Wir sehen die Bundesnetzagentur als diejenige Institution an, die die Integration federführend im Sinne des für Marktteilnehmer kosteneffizientesten Weges vorantreibt. Sind aber die Wirtschaftlichkeit und die Eignung der Maßnahmen tatsächlich anhand der vorliegenden Informationen messbar?

Die Kosten sollten unserer Ansicht nach auf alle Marktteilnehmer über Regelenenergieumlage und Netzentgelte verteilt werden, da alle Marktparteien in dem neuen Marktgebiet und insgesamt im deutschen Markt durch die erhöhte Liquidität profitieren. Da weder spezifische Gewinner noch einzelne Kostenverursacher identifiziert werden können, müssen die im neuen Marktgebiet anfallenden Kosten wie bereits beschrieben gewälzt werden.

Unter anderem hat auch die Bundesnetzagentur festgestellt, dass einige Marktteilnehmer bei L-Gaseinspeisungen und –ausspeisungen (insbesondere von den Niederlanden ins deutsche L-Gasgebiet) signifikante Mengen langfristiger Kapazitäten sowohl in großer Menge als auch mit langer Fristigkeit angesammelt haben. Ohne effiziente Engpassmanagementregeln schwächt dies den Wettbewerb. Die im ersten Entwurf der GasNZV formulierte Übergangsfrist zu § 14 (max. 65% der Kapazitäten an einem Punkt dürfen für mehr als vier Jahre ausgebucht sein) wurde gestrichen, somit kann der Paragraph seine Wirkung nicht für alle Marktteilnehmer entfalten. Dies bedauern wir sehr. Wir gehen davon aus, dass eine Regelung zur Anpassung bestehender Verträge im übergeordneten Gesetz (z.B. EnWG §115) erfolgen wird. Dadurch wird die EnWG-Novelle die Marktgebietsintegration mit Blick auf den nationalen als auch europäischen Wettbewerb positiv flankieren.

Im Status Quo können damit im Wesentlichen nur historische Marktteilnehmer Angebote zu Lastflusszusagen abgeben. Diese Position droht zu überhöhten Entgelten für Regelenenergie zu führen. Wir plädieren im Zuge der Integration daher für die Schaffung eines Anreizsystems oder ggf. gesetzlicher Auflagen zur Schaffung eines liquiden Markts für L-Gas-Regelenenergie.

Produzenten und historische Marktteilnehmer besitzen jedoch nicht nur langfristig die für Lastflusszusagen notwendigen Kapazitäten, sie besitzen auch das entscheidende Volumen mit Flexibilität an L-Gas. Auch diese herausragende Stellung im Status Quo kann zu überhöhten Entgelten für Regelenenergie führen.

Damit auch neue Marktteilnehmer Zugang zum Markt für L-Gas-Regelenenergie erhalten, bedarf es unseres Erachtens (a) einer kartellrechtlichen Verfügung oder eines freiwilligen Angebots seitens historischer Marktteilnehmer zur Schaffung von Liquidität für L-Gas mit Flexibilität, bspw. durch Gas-Release-Auktionen und (b) neuer Produktentwicklungen im Bereich der L-Gas-Regelenenergie, wenn sich Befürchtungen überhöhter Regelenenergie- und Lastflusszusagekosten bewahrheiten sollten und ein Marktmissbrauch vorliegt.

Zur Entwicklung entsprechender Produkte seitens der Fernleitungsnetzbetreiber und der Marktgebietsverantwortlichen (MGV) ist ein Anreizsystem zu schaffen.

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, Regelennergie) zueinander stehen? Ist das Verhältnis zwischen technischen und kommerziellen Maßnahmen anders zu gewichten, soweit es sich bei kommerziellen Produkten um rein leistungspreisbasierte Angebote handelt?

Das Verhältnis zwischen dem Einsatz technischer und kommerzieller Maßnahmen ist für EFET Deutschland nicht einschätzbar. Grundsätzlich sehen wir alle kommerziellen Maßnahmen (Lastflusszusagen, Regelennergie) als geeignet an, solange sie effizienter als technische Maßnahmen sind. Diese Kosteneffizienz muss richtigerweise im Rahmen eines „Masterplans“ mit ohnehin in Zukunft notwendigen Maßnahmen zur schrittweisen Qualitätsumstellung von Netzbereichen stehen.

Kostentransparenz ist notwendig, damit ein kostenminimierendes Handeln der Netzbetreiber nachweisbar ist. Wir fordern daher ein Monitoring der Bundesnetzagentur mit gleichzeitiger umgehender Veröffentlichung aller relevanten Daten (Kosten für Regelennergie, Lastflusszusagen, Konvertierung und netzseitige Umstellungskosten).

Zudem muss potentieller Marktmissbrauch von Anfang an verhindert werden. So muss ausgeschlossen werden, dass ein Marktteilnehmer durch sein Verhalten bewusst den Bedarf von Regelennergie- oder Lastflusszusagen auslöst, die wiederum nur er selbst bereitstellen kann. Lastflüsse, die nachweisbar schon über längere Zeiträume in der Vergangenheit üblich waren, sollen nicht im Rahmen der Kostenanerkennung als zusätzlich zur Systemstabilität notwendige Instrumente im Zuge der qualitätsübergreifenden Marktgebietszusammenlegung berücksichtigt werden; Lastflusszusagen sind restriktiv zu behandeln, so dass eine Qualitätsumstellung, die sowieso aufgrund von Produktionsrückgang erfolgen muss, hohen Entgelten durch Lastflusszusagen und Regelennergieeinsatz vorzuziehen ist.

Der bereits erwähnte Masterplan – von der Bundesnetzagentur erstellt und in seiner Umsetzung von ihr koordiniert - muss zudem festlegen, wie der Einsatz oder Neubau von Mischanlagen und die Qualitätsumstellung zueinander stehen, und wann welche Maßnahme greift (Definition von Meilensteinen). Dazu ist zwingend notwendig, dass in 2011 klare Vorgaben existieren, die klären,

wann eine Qualitätsumstellung durchgeführt werden kann, wer sie auslöst, und wie und auf wen die Kosten dafür umgelegt werden.

Eine Enteignung von Speichern, wie sie in den Fragen der Konsultation anklingt, lehnen wir wie alle unnötigen Markteingriffe ab, da wir die Kompetenz der Bundesnetzagentur in der Regulierung von Netzen und nicht in der Regulierung von Marktberichen sehen.

3. Welcher Zeitaufwand ist für die Bildung eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes insgesamt erforderlich -

- a. auf Basis kommerzieller Maßnahmen?**
- b. auf Basis technischer Maßnahmen (insbesondere, wenn Neuinvestitionen erforderlich werden)?**

zu (a)

Eine qualitätsübergreifende Marktgebietsintegration unter Einbeziehung aller L-Gasmarktgebiete sollte zum 1.4.2011 machbar sein - wenn auch ggf. nur unter Nutzung kommerzieller Maßnahmen. Wenn nicht, schließt sich das Zeitfenster für diese Option und wir befürworten die Schaffung eines L-Gasmarktgebiets unter Einbeziehung aller L-Gasmarktgebiete. Außerdem ist uns wichtig darauf hinzuweisen, dass die qualitätsübergreifende Integration alle derzeit bestehenden L-Gasmarktgebiete umfassen muss, da es sonst zu der Situation kommen kann, dass dieselbe Leitung, die heute Teil von zwei L-Gasmarktgebieten ist, plötzlich Teil unterschiedlicher Marktgebiete wird.

zu (b)

Für EFET D ist generell eine rechtzeitige Information wichtig – wir fordern eine klare Ansage, wann welche Integrationsmaßnahme greifen wird, und das bis spätestens Anfang 2011.

Den indikativen Informationen der Konsultationsunterlagen folgend ist offenbar eine Zusammenführung zunächst auf kommerzieller Basis möglich. Wenn dem so ist, dann sollte das unter den bereits formulierten Kosteneffizienzargumenten passieren. Durch die zunächst virtuelle Zusammenlegung soll jedoch nicht der Anreiz weggenommen werden, die Verteilnetze in Bezug auf Produktionsrückgang und mit Blick auf mit Systemstabilität verbundenen Kosten langsam umzustellen. Die vorgelegten Gutachten können also höchstens eine Indikation geben und für die Bundesnetzagentur nur eine vage Entscheidungsgrundlage darstellen. Der Entscheidung zur qualitätsübergreifenden Marktgebietsintegration muss sich aus Sicht von EFET Deutschland im Laufe des Jahres 2011 die Entwicklung eines Gesamtplans anschließen, der Integrations- mit

Qualitätsumstellungskosten in Beziehung setzt und der Netzbetreibern und Marktteilnehmern Leitplanken und einen Fahrplan in Richtung Qualitätsumstellung an die Hand gibt.

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

Bei qualitätsübergreifenden Marktgebieten sprechen wir uns klar gegen eine Differenzierung nach Qualitäten am virtuellen Handelspunkt (VHP) aus, um die Integration nicht zu konterkarieren. Es darf weiterhin nur einen VHP pro Marktgebiet geben. Die Regelenergiebeschaffung über die Börse soll zudem weiterhin volumenmäßig vorangetrieben werden.

Wir fordern daher auch eine einheitliche Regelenergieumlage pro Marktgebiet, unabhängig davon, ob es sich um ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet handelt oder nicht. Es gilt zudem darauf zu achten, dass die freie Zuordenbarkeit von Kapazitäten nicht vermindert wird.

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

Im Interesse des gesamten Marktes muss eine potenziell missbräuchliche Arbitrage ausgeschlossen werden. So muss verhindert werden, dass ausschließlich die bisher aktiven Marktteilnehmer in den einzelnen L-Gasmarktgebieten profitieren (siehe unsere Ausführungen unter I.1).

Ein Beispiel für missbräuchliche Arbitrage: ein Marktteilnehmer erteilt dem Netzbetreiber eine Lastflusszusage dergestalt, dass er L-Gasmengen zur Verfügung stellt und dafür entsprechend H-Gas am VHP erhält. Verliert dieser Marktteilnehmer nun einen L-Gas-Kunden im ehemaligen L-Gasmarktgebiet an einen neuen Anbieter, können die L-Gas-Bezugsverträge wahrscheinlich nicht im gleichen Umfang reduziert werden (z.B. wegen Min-Take- und/oder Take-or-Pay-Verpflichtungen). Also käme dieser Marktteilnehmer in eine Long-Position im L-Gas. Durch die Lastflusszusage wird ihm dieses Risiko genommen, denn der neue Lieferant übergibt handelbares H-Gas am qualitätsübergreifenden VHP, während der Marktteilnehmer dafür auch noch ein Entgelt für die Lastflusszusage erhält, welches von allen Shippern zu tragen wäre.

Lastflusszusagen müssen sich auf Bereitstellung von kurzfristig benötigten Ausgleichsmengen beschränken, wobei der Marktgebietsverantwortliche das Recht hat, die Mengen bei Systemungleichgewichten kurzfristig abzurufen. Anhaltende Mengenungleichgewichte müssen durch am VHP beschaffte Qualitätsswaps oder langfristig durch Umstellung ausgeglichen werden. Eine ggf.

aus Gründen der Versorgungssicherheit gewünschte Subventionierung der deutschen L-Gasproduktion darf nicht intransparent über Regelenenergieumlagen o.ä. erfolgen.

Unabhängig von der Zusammenlegung von Marktgebieten muss bezogen auf Bilanzkreisverträge gewährleistet sein, dass diese strikt eingehalten werden. Sollte es Verletzungen oder missbräuchliche Abweichungen geben, so soll die BNetzA verbindliche und praktikable Vorgaben treffen, um dieses missbräuchliche und regelenenergieauslösende Verhalten zu sanktionieren.

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, Regelenenergieumlage, Sonstiger Umlagetopf) sollte es erhoben werden?

Nein, grundsätzlich sollten die Kosten auf alle in dem Marktgebiet aktiven Marktteilnehmer verteilt werden. Regelenenergiekosten sollen über die Regelenenergieumlage (und Ausgleichsenergieentgelte), und Konvertierungs- und Lastflussdienstleistungen über die Netzentgelte gewälzt werden.

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.

Sollte der Fall der Winterlastspitze tatsächlich so eintreffen, spricht das für eine Qualitätsumstellung statt für dauerhafte kommerzielle Maßnahmen. Ein Netzbetreiber, der seine Netzstabilität dauerhaft nicht mehr gewährleisten kann, muss umstellen (Sache des Netzbetreibers, rein lokale Angelegenheit). Einen Markteingriff bezüglich Speichern lehnen wir wie oben dargelegt ab: er ist weder erforderlich noch erwünscht.

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

Wir sind überzeugt, dass sich die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete positiv auswirkt, da auf diese Weise der Sonderfall L-Gas entfällt; Gas wird nur noch nach Energiemenge gehandelt – wichtig

dabei ist aber die Beibehaltung eines einheitlichen VHPs. Die weitere, besonders die qualitätsübergreifende Integration von Marktgebieten, ist eine Voraussetzung für starke Hubs und eine zukünftige Hubintegration. Sie erleichtert die grenzüberschreitende Integration und bringt Deutschland auf europäischen Standard: *ein* Land, *eine* Gasqualität und *keine* nationalen Handelsgrenzen.

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?

Wir sehen folgende Vorteile durch die Bildung qualitätsübergreifender Marktgebiete:

- Wegfall bisher illiquider Märkte, d.h. Wegfall von Markteintrittsbarrieren;
- Der ganze deutsche Markt ist diskriminierungsfrei offen für alle Marktteilnehmer (Wegfall von erhöhten Transaktionskosten in L-Gasmarktgebiet) – es gelten dieselben Wettbewerbsregeln im Land;
- Aus Kundensicht gibt es mehr Lieferantenauswahl;
- Die Diskussion erlaubt ein ganzheitlichen Konzept für eine Thematik, die ohnehin auf der Agenda stehen sollte: Wie geht man mit der rückläufigen L-Gasproduktion in Deutschland um?
- Höhere Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Marktes;
- Wegfall von Problemen fehlender Kapazitäten.

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?

Zu vermeiden ist eine Situation wie das Negativbeispiel Southbridge – dies war die begrenzt verfügbare und sofort nach Veröffentlichung ausgebuchte Verbindung zwischen dem Marktgebiet EGT-H und ENI/GVS. Ebenso sollte frei zuordenbare Kapazität nicht beschränkt werden, so wie bei der Zusammenlegung von NCG, GRTgaz Deutschland und ENI/GVS geschehen. Vor dem Hintergrund der

Entwicklung hin zu gebündelten Transportkapazitäten sollte zukünftig nicht nach L- und H-Gas unterscheiden werden (also nur TTF nach NCG oder Gaspool nach NCG, ohne Trennung in H und L).

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

Diese Frage können nur die Netzbetreiber beantworten, jedoch sollten die Darlegungen dazu detaillierter erfolgen als die von EGT (OGE) gezeigten 170 gegenüber 440 Prozent.

Es stellt sich uns die Frage, ob die in den Vorschlägen der OGE und der Gasunie Deutschland vorgesehene Trennung des L-Gasmarktes tatsächlich die kostenminimale Umsetzung darstellt. Zum Beispiel verursacht eine Zusammenlegung von Aequamus mit Gaspool möglicherweise einen deutlichen Mehraufwand für Regelenergie oder Konvertierung als eine Zusammenlegung von Aequamus mit einem fusionierten OGE-L/NCG Marktgebiet, da zwischen Aequamus und Gaspool keine nennenswerten Netzkopplungen bestehen, während das OGE-L-System bedeutende Netzkopplungen mit dem Aequamus-Marktgebiet hat.

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

Wir sprechen uns für eine breite Streuung der Kosten aus, da der Markt als ganzes von einer qualitätsübergreifenden Integration profitiert. Wegen fehlender eindeutiger Differenzierbarkeit des Regelenergieaufkommens nach „qualitätsgetrieben“ und „qualitätsunabhängig“ ist eine verursachungsgerechte Kostenallokation nicht möglich. Zudem ist eine verursachungsgerechte Kostenallokation mangels gerechtfertigter Zuordnungskriterien nicht möglich.

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

Der langfristige Rückgang der in- und ausländischen L-Gas-Produktion dürfte dazu führen, dass mittelfristig einzelne Netzgebiete im L-Gas-Bereich des Marktgebietes nicht oder nur noch unter sehr hohem Aufwand mit L-Gas versorgt werden können und daher ohnehin auf einen H-Gas-Betrieb umgestellt werden müssen. Bitte geben Sie bei Kommentierung der auf die Umstellung bezogenen Fragen jeweils

an, ob und inwieweit bei der Umstellung von Netzbereichen innerhalb eines qualitätsübergreifenden Marktgebietes gegebenenfalls unterschiedliche Anforderungen zu berücksichtigen sind als bei der Qualitätsumstellung innerhalb eines reinen L-Gas-Marktgebietes.

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?

Vorherrschendes Ziel sollte eine gesamtwirtschaftlich kostenminimale Lösung sein. Der schrittweise Rückbau des L-Gasgebiets von Süd nach Nord (den von den Quellen am weitesten entfernten Verbraucher zuerst) erscheint dabei sinnvoller als der Aufbau von Misch- bzw. Konvertierungsanlagen, um L-Gas künstlich am Leben zu erhalten.

Wichtig ist ein „Masterplan“ vor allem deshalb, um unnötigen Investitionen für die Übergangsphase (zusätzliche Konvertierungsanlagen) zu verhindern. Parameter für die Umstellungsentscheidung können sein:

- Wenn die Winterspitze nicht gedeckt werden kann;
- Wenn Investitionen in Misch- bzw. Konvertierungsanlagen notwendig werden;
- Wenn der Betrieb der bestehenden Anlagen teurer ist als die Umstellung;
- Wenn im L-Gas-Teilsystem eine dauerhafte Unterdeckung vorliegt, die durch Regelernergie bzw. durch Konvertierung gedeckt werden muss.

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

Siehe auch III 5.) - nach Festlegung einer angemessenen Umlagedauer ist es einfach zu errechnen, ob Lastflusszusagen oder eine Qualitätsumstellung insgesamt preiswerter sind. Aus unserer Sicht sind alle Entscheidungen unter Kosteneffizienzvorbehalt zu treffen (siehe 1).

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?

Zunächst braucht der deutsche Markt einen rechtlichen Rahmen für die physische Umstellung von L-Gasmarktgebieten auf H-Gasqualität. Wir können uns vorstellen, dass die Novelle des EnWG diesen notwendigen Schritt anstoßen kann. Im nächsten Schritt sollte die Bundesnetzagentur die Umstellung und ihre Kosten überwachen. Anhand eines noch zu erstellenden Kriterienkatalogs im Rahmen des Gesamtplans soll sie feststellen, wann welcher Netzbetreiber aktiv zu werden hat.

Ein Veto der Nutzer halten wir für nicht zielführend, wenn heimische L-Gasquellen ohnehin versiegen werden – welcher Prozess benötigt zwingend den Stickstoff, der im L-Gas enthalten ist? Für die Nutzer ist es vollkommen irrelevant, ob 1,2 Kubikmeter L- oder 1,0 Kubikmeter H-Gas durch die Rohre kommen, solange 11 kWh in die Wärmeerzeugung fließen.

Eine Umstellung ist dem allgemeinen Interesse geschuldet (koordinierte Umstellung entsprechend des Rückgangs der L-Gasproduktion), daher sollte kein Vetorecht eingeräumt werden. Eine Umstellung wird sonst nicht in einem akzeptablen zeitlichen Rahmen durchführbar sein. Sicher ist auch, dass eine Umstellung bei industriellen Endverbrauchern z. T. erhebliche Kosten und relevante Produktionsausfälle verursacht, daher ist ein klarer Rechtsrahmen unbedingt notwendig.

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

Siehe dazu III 6) und 1) – eine sofortige, komplette Umstellung ist weniger sinnvoll. Alle Maßnahmen sollten im Rahmen eines koordinierten Plans geprüft und terminiert werden.

Eine Umstellung erfordert einen ausreichenden zeitlichen Vorlauf, bei dem auch ortsansässige Installationsunternehmen eingebunden und entsprechende Kapazitäten eingeplant werden müssen. Eine Prioritätenliste kann daher die örtlichen Ausspeisenetzbetreiber bei der Vorbereitung einer Umstellung unterstützen.

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

Die tatsächliche Höhe der Umstellungskosten können wir nicht beziffern. Klar ist aber, dass bei der Umstellung Brennerdüsen ausgetauscht und Zündpunkte von Gasmotoren neu justiert werden müssen – abgesehen von den eigentlichen netzseitigen Umstellungsmaßnahmen. Zu den Letzteren gehören u.a. das Abtrennen des bisherigen L-Bereichs und der Neuanschluss an den H-Bereich. Im Extremfall zählen auch der Bau einer Anschlussleitung, das Einsetzen eines T-Stücks und das Verlegen einer Messstrecke dazu.

Der Vorteil: im Gegensatz zu den Lastflusszusagen o.ä. auf jährlicher Basis sind die Umstellungskosten ein Fixkostenblock, der kalkulatorisch auf mehrere Jahre verteilt werden kann. Ansonsten gilt die gleiche Maßgabe: da alle Marktteilnehmer profitieren, sollten die Kosten auf alle umgelegt werden. Sicherlich gibt es hier unterschiedliche Interessen und Motivationen. Daher muss eine zentrale Koordinationsstelle mit entsprechendem rechtlichen Rahmen geschaffen werden.

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

Klar ist, dass die L-Gasnetze nicht als Ganzes von einem Tag auf den anderen umgestellt werden können. Das heißt, die Umstellung sollte analog zum Rückgang des Aufkommens erfolgen. Darüber hinaus kann vorübergehend Gas physisch konvertiert werden.

Die koordinierte und sukzessive Umstellung von L- auf H-Gas hat sich am Rückgang der marktfähigen Produktion zu orientieren. Die Lage der Aufkommensquellen und Abnahmeschwerpunkten an den Fernleitungsnetzen ist zu berücksichtigen. Sollte eine Ausförderung unabhängig von der Marktfähigkeit der L-Gasproduktion z. B. aus Gründen der Versorgungssicherheit erwünscht sein, wäre diese ggf. nach politischer Entscheidung gezielt zu subventionieren. Eine verdeckte Subventionierung durch Regenergieumlagen, Netzentgelte oder Ähnliches ist zu vermeiden.

Dirk-Christof Stüdemann
Leiter EFET Deutschland Task Force Gas

Joachim Rahls
Stellv. Leiter EFET Deutschland Task Force Gas