



Stellungnahme zur Vorbereitung des Sondergutachtens der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG

8. Oktober 2010

Im September wurden die Netznutzerverbände VIK, VCI und VEA von der Monopolkommission darüber informiert, dass mit den Vorbereitungen für das Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG begonnen wurde. In diesem Zusammenhang wurden die Verbände gebeten Ihre Einschätzung zur Entwicklung des Gasmarktes anhand eines Fragekataloges abzugeben. Die Verbände bedanken sich für diese Möglichkeit und nehmen zu den Fragen wie folgt Stellung.

I. Erdgasmärkte

1. Energieträger Gas:

Wie schätzen Sie den zukünftigen Stellenwert des Energieträgers Erdgas ein?

Nach Einschätzung von VIK, VCI und VEA wird Erdgas auch in Zukunft einen hohen Stellenwert als Energieträger haben. Insbesondere vor dem Hintergrund des Emissionshandels wird die Nachfrage nach Erdgas im industriellen Bereich weiter zunehmen und andere Energieträger ersetzen.

Erdgas ist zudem insbesondere für die chemische Industrie von enormer Bedeutung. Die Chemieindustrie deckt über 50% ihres Energiebedarfs aus Erdgas (30 % aus Strom, 14 % aus Öl, 5 % aus Kohle). 70 % des von der Chemie verwendeten Erdgases wird energetisch genutzt, 30% stofflich. In absoluten Zahlen bedeutet dies für die chemische Industrie in Deutschland: 107 TWh Erdgasverbrauch, davon 76 TWh energetische und 31 TWh stoffliche Nutzung. Die stoffliche Nutzung erfolgt zum Beispiel für Prozesse zur Herstellung von Ammoniak (zur weiteren Herstellung von Düngemitteln), zur Herstellung von Methanol (Grundstoff zur Essigsäureherstellung und Biodieselproduktion) oder zur Wasserstoffgewinnung. Die stoffliche Nutzung von Erdgas erlaubt keinen Ersatz. Insofern hängt die Herstellung der Produkte von einer sicheren und wirtschaftlichen Erdgasversorgung ab.

Gibt es einen Weltmarkt für Erdgas? Welche Rolle kommt dem LNG zu und welche Faktoren stellen sich für seinen Erfolg als kritisch dar?

Mittlerweile gibt es aus Sicht von VIK, VCI und VEA einen Weltmarkt für Erdgas. Besondere Bedeutung kommt dabei dem LNG – insbesondere auch vor dem Hintergrund der leitungsunabhängigen Versorgungssicherheit - zu.

Aufgrund der mittlerweile zu wirtschaftlich attraktiven Konditionen möglichen Förderung des sog. Schiefergases in den USA fielen diese als sonst hoher Nachfrager nach LNG aus. Die hieraus entstandenen freien Erdgasmengen wurden somit dem Weltmarkt zur Verfügung gestellt und führten neben der an sich schon schwachen Erdgasnachfrage aufgrund der Wirtschaftskrise auch in Deutschland zu Spotmarktpreisen, die weit unterhalb des Niveaus ölgebundener Verträge lagen. Wie lange die sogenannte Gasschwemme noch anhalten wird, ist unklar.

Kritisch für den Erfolg oder Misserfolg von LNG sind die vorhandenen Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten. China würde z.B. weit mehr LNG abnehmen, wenn mehr Regasifizierungskapazitäten vorhanden wären.

Welche Erwartungen haben Sie hinsichtlich der Entwicklung von Biogas und seiner Marktfähigkeit?

Derzeit wird Biogas nicht zu wettbewerbsfähigen Konditionen angeboten. Nichts desto trotz wird die Biogasbranche mit hohen Subventionen vom Staat unterstützt. Die Staatssubventionen werden u.a. über die Biogasumlage, die jeder Netznutzer an den Staat zu zahlen hat, dargestellt. In der novellierten GasNZV vom September 2010 wurden die Subventionen noch einmal angehoben. Statt der bisherigen Regelung, dass die Kosten für den Anschluss einer Biogasanlage zu 50 % vom Anlagenbetreiber und zu 50 % vom Netzbetreiber (und damit von den Kunden) zu tragen sind, müssen nach der neuen GasNZV-Regelung 75 % der Kosten vom Netzbetreiber übernommen werden – dieser wird die erhöhten Subventionen über die Netzentgelte an die Netznutzer weiterwälzen. Im Weiteren sei auf die Stellungnahme des VIK und des BDI aus dem November 2007 verwiesen.

Weiterführende Informationen sind als Anlage beigefügt:

[26.11.07-BDI-VIK-SN zur Biogaseinspeisung.pdf](#)

2. Energiepolitik: Wie bewerten Sie die Konsistenz der Energiepolitik in Deutschland?
Gibt es (neue) Regelungen, die Sie dazu anhalten, Ihre ursprüngliche
unternehmerische Strategie zu überdenken?

VIK, VCI und VEA begrüßen das Vorhaben der Bundesregierung, in einem Energiekonzept die wesentlichen Fragestellungen der zukünftigen Energieversorgung für Industrie, Gewerbe und Haushalte zu bündeln und ausgewogen über die energiepolitischen Weichenstellungen zu entscheiden. Im Geflecht der komplexen energie- und klimapolitischen Abhängigkeiten sind die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit gleichrangig zu verfolgen. Für das Industrieland Deutschland muss Energie sicher, sauber und bezahlbar sein. Dies gilt in besonderem Maße für die energieintensiven Industrien. Dass im Energiekonzept nun endlich die Schlüsselstellung von Haushalten und Verkehr bei der Erschließung der besonders kostengünstig zu realisierenden Emissionsminderungspotenziale erkannt und deren Beitrag in den Energieszenarien auch quantifiziert wird, ist positiv hervorzuheben. Durch diese Berücksichtigung weiterer Sektoren außerhalb der Industrie zeigt sich ein wesentlich konsistenterer Ansatz in der Energiepolitik als in der Vergangenheit.

Durchaus vorhandene gute Ansätze im vorliegenden BMWi/BMU-Entwurf zum Energiekonzept basieren u.a. auf der Voraussetzung eines internationalen Klimaabkommens sowie darauf, dass insbesondere für die energieintensive Industrie über die Belastungen aus dem Emissionshandel hinaus keine Steigerung der Belastungen aus staatlich induzierten Maßnahmen wie z.B. dem Erneuerbare Energie Gesetz erfolgt. Eine Verlässlichkeit dieser Aussagen ist von fundamentaler Bedeutung für die unternehmerische Strategie unserer Mitgliedsunternehmen. Hier sind für die Planungssicherheit allerdings deutliche Klarstellungen im Sinne eines Bekenntnisses zu diesen genannten Voraussetzungen erforderlich.

II. Regulierungspraxis

1. Anreizregulierung: Welche Erfahrungen haben Sie mit der Arbeit der Regulierungsbehörden in Hinblick auf die Anreizregulierung gemacht? Werden nach Ihrer Auffassung Investitionen in den Ausbau der Netze in ausreichendem Umfang berücksichtigt?

Die Anreizregulierung hat auf Grund der grundsätzlich befürworteten Systematik der Festlegung von Erlösobergrenzen in Verbindung mit nicht transparenter Nachvollziehbarkeit sog. „nicht beeinflussbarer Kosten“ zumindest im Strom zu einem deutlichen Netzentgeltanstieg geführt. Wir hoffen, dass nach einer Startphase die Anreizregulierung mittelfristig zu deutlichen Netzentgeltabsenkungen führt. Auch in der Frage der Investitionen zeigen die Erfahrungen aus dem Strom (die üblicherweise zeitversetzt auch im Gas gemacht werden), dass die Implementierung einer Qualitätsregulierung zwingend notwendig ist.

Generell ist das System der Anreizregulierung so ausgestaltet worden, dass eher mit einer Stagnation oder Anstieg des Entgeltniveaus, als mit Kostensenkungen gerechnet werden kann. Im speziellen sind folgende Regelungen zu kritisieren:

- Die Netzbetreiber haben 10 Jahre Zeit, ihre Ineffizienzen abzubauen.
- Die generellen Produktivitätsfaktoren i.H.v. 1,25 % für die erste Regulierungsperiode und 1,5 % für die zweite liegen deutlich unter dem internationalen Durchschnitt i.H.v. 2 %.
- Die Effizienzvorgaben richten sich nicht am effizientesten Unternehmen aus, sondern an einem Durchschnitt von „Guten“.
- Sollte ein Netzbetreiber deutlich effizienter sein als andere, dient er nicht als Standard für andere Netzbetreiber, sondern wird als Ausreißer definiert.
- Es erfolgt eine Best-Abrechnung von mehreren Benchmarks, die aus zwei Berechnungsvarianten für zwei unterschiedliche Methoden berechnet werden.
- Sollte ein Netzbetreiber große Ineffizienzen aufweisen, wird seine maximale Ineffizienz auf 40 % gedeckelt.

- Viele kleinere Netzbetreiber konnten ihren Effizienzwert durch die Wahl des „vereinfachten Verfahrens“ auf 87,5% festschreiben.

Der Präsident der Bundesnetzagentur, Matthias Kurth, hat diese Schwächen der Anreizregulierungsverordnung in einer seiner Reden folgendermaßen beschrieben:

„Als wir unser Konzept der Anreizregulierung entwickelt haben, wollten wir ein ehrgeiziges Fitnessprogramm für die Netzbetreiber auflegen“, sagte er. Doch sei es den Unternehmen durch ihre Lobbyarbeit gelungen, die Regelung deutlich zu verwässern. „Inzwischen sind wir eher beim 'Nordic Walking' als beim 'forcierten Jogging' gelandet“.

2. Gasnetzzugangsverordnung: Wie bewerten Sie die Neufassung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)? Sehen Sie in der Neufassung einen grundlegenden Wendepunkt für die Entwicklung des Gasmarktes? Werden mehr wettbewerbliche Strukturen geschaffen?

VIK, VCI und VEA erkennen in der Neufassung der GasNZV erste Ansätze für ausbaubare Regelungen, die in Richtung mehr Wettbewerb auf dem deutschen Gasmarkt zeigen. Allerdings wurde es versäumt, wesentliche Stellschrauben für mehr Verursachungsgerechtigkeit und Gleichbehandlung der Marktteilnehmer umzusetzen. So fehlt nach wie vor im deutschen Gasmarkt ein System zur Vermeidung von unnötig hohem Regelenergiebedarf und Arbitrage. Durch die Kopplung der Ausgleichenergiepreise an den Systemzustand bei zeitnahe Ausgleich der Regelenergiebeschaffungskosten in Verbindung mit einer Bestimmung des Ausgleichenergiepreises, die erst im Nachhinein erfolgt sowie symmetrischen Ausgleichspreisen und Belohnung von netzstabilisierendem Verhalten der Verbraucher können diese Probleme gelöst werden. Der Wille des Gesetzgebers, dieses vordringliche Problem zu lösen, lässt sich in der Neufassung der GasNZV nicht erkennen. Dies ist vor dem Hintergrund der derzeitigen Arbeiten der Expertengruppe der ERGEG umso unverständlicher, da diese eine europäische Rahmenleitlinie für die Gasbilanzierung erarbeitet und darin die Wirksamkeit symmetrischer Ausgleichenergiepreise (wie im Strom) erkannt hat. Als problematisch bewertet die Industrie die Situation, dass in der GasNZV das Stundenanreizsystem (RLMoT) aus der GABi-Gas-Regelung nicht abgebildet wird.

Als Grundlage für mehr Verursachungsgerechtigkeit bei der Bilanzierung der Regelenergiekosten wurde in der Neufassung eine 5%ige Toleranz für leistungsgemessene Kunden eingeführt. Diese Entwicklung ist zu begrüßen. Es ist allerdings unverständlich, dass dieses sinnvolle Werkzeug erst zum 1.10.2011 greift und in seiner Höhe von der Bundesnetzagentur verändert werden kann. Die Höhe der Toleranz ist von zentraler Bedeutung für die Verursachungsgerechtigkeit, so dass es nach Auffassung der Verbände nicht einer Behörde überlassen sein darf, dies zu regeln. Der Gesetzgeber hätte hier für sich die Kompetenz festschreiben müssen, das Werkzeug zu bedienen.

Die Verbände begrüßen in der Neufassung der GasNZV den Evaluierungsbericht, der bis zum 1.04.2011 von der Bundesnetzagentur vorgelegt werden muss. Allerdings wird darin nicht die Auswirkung der 5%igen Toleranz für die Industriekunden evaluiert werden können, da diese erst ab 1.10.2011 eingeführt wird. Die Industrie begrüßt die in der GasNZV festgeschriebene Beteiligung der betroffenen Wirtschaftskreise und wird davon rege Gebrauch machen.

Weiterführende Informationen sind als Anlage beigefügt:

[SN BV Glas - VCI - VDP - VEA - VIK zur GasNZV.pdf](#)

[Vortrag GasNZV final.pdf](#)

3. Marktgebiete: Gibt es aus ihrer Sicht technische, rechtliche und ökonomische Schwierigkeiten, die aktuell einer weiteren Zusammenlegung der Marktgebiete entgegenstehen?

Die Zusammenlegung von Marktgebieten befürworten VIK, VCI und VEA – falls wirtschaftlich sinnvoll - grundsätzlich, denn per Definition ist ausschließlich in einem Marktgebiet der Transport ohne Kapazitätsbeschränkung möglich. Nach einer in der Vergangenheit mit den Netzbereitern intensiv geführten langen Diskussion über die Möglichkeiten der Zusammenführung ist die Zahl von anfänglich annähernd 30 Marktgebieten zu jetzt 6 Marktgebieten erfolgt. Die Kapazitätsbeschränkungen, die technischen und damit auch betriebswirtschaftlichen Faktoren von Marktgebietszusammenlegungen sind für uns - wie auch in der Vergangenheit - häufig intransparent. Hier besteht deutliches Verbesserungspotenzial.

Derzeit existieren in Deutschland noch sechs Marktgebiete. Drei H-Gas-Marktgebiete und drei L-Gas Marktgebiet. Diese sollen weiter reduziert werden. In der aktuellen Fassung der GasNZV wurde vom Verordnungsgeber folgende Vorgabe gemacht. „Bis 1. April 2011 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Zahl der Marktgebiete für L-Gas auf höchstens eins und die Zahl der Marktgebiete für H-Gas auf höchstens zwei zu reduzieren. Ein Marktgebiet gilt als H-Gas-Marktgebiet, wenn es überwiegend Erdgas in H-Gasqualität enthält.“ Damit wurde vom Verordnungsgeber die Möglichkeit geschaffen, Marktgebiete auch qualitätsübergreifend zusammen zu legen. Problematisch dabei ist, dass bei einer solchen Zusammenlegung immense Kosten anfallen könnten, da H-Gas und L-Gas nicht einfach miteinander vermischt werden können und momentan keine Konvertierungsanlagen in Deutschland vorhanden sind. Jedes qualitätsübergreifende Handelsgeschäft (z.B. wird H-Gas für einen Kunden im L-Gas-Marktgebiet gekauft) muss über den Einsatz von Regelenergie bzw. Lastflusszusagen dargestellt werden. Zur Untersuchung der möglichen Auswirkungen qualitätsübergreifender Marktgebietszusammenlegungen wurde von der Bundesnetzagentur im August 2010 ein Festlegungsverfahren eingeleitet, zu dem interessierte Parteien Stellungnahmen abgeben konnten. Die Dokumente der gemeinsamen Stellungnahme von VIK, VCI und VEA finden Sie als Anlage zu diesem Dokument.

[VIK VCI VEA SN Marktgebiete.pdf](#)

[VIK VCI VEA SN Fragenkatalog.pdf](#)

[VIK VCI VEA Vortrag Marktgebiete.pdf](#)

4. GaBi Gas: Wie beurteilen Sie jetzt, nach Ablauf von fast zwei Gaswirtschaftsjahren, das neue Bilanzierungsregime? Welche Erfahrungen haben Sie gemacht? Konnte ein funktionsfähiger Regel- und Ausgleichsenergiemarkt geschaffen werden?

Ein kostenorientiertes, verursachungsgerechtes und nicht-diskriminierendes Bilanzausgleichssystem ist eine zentrale Voraussetzung für international wettbewerbsfähige Erdgaspreise im industriellen Bereich. Die Entwicklung der Regelenergieumlage seit Einführung von GABi Gas zeigt, dass bislang kein wettbewerbsfähiger Regel- und Ausgleichsenergiemarkt geschaffen werden konnte.

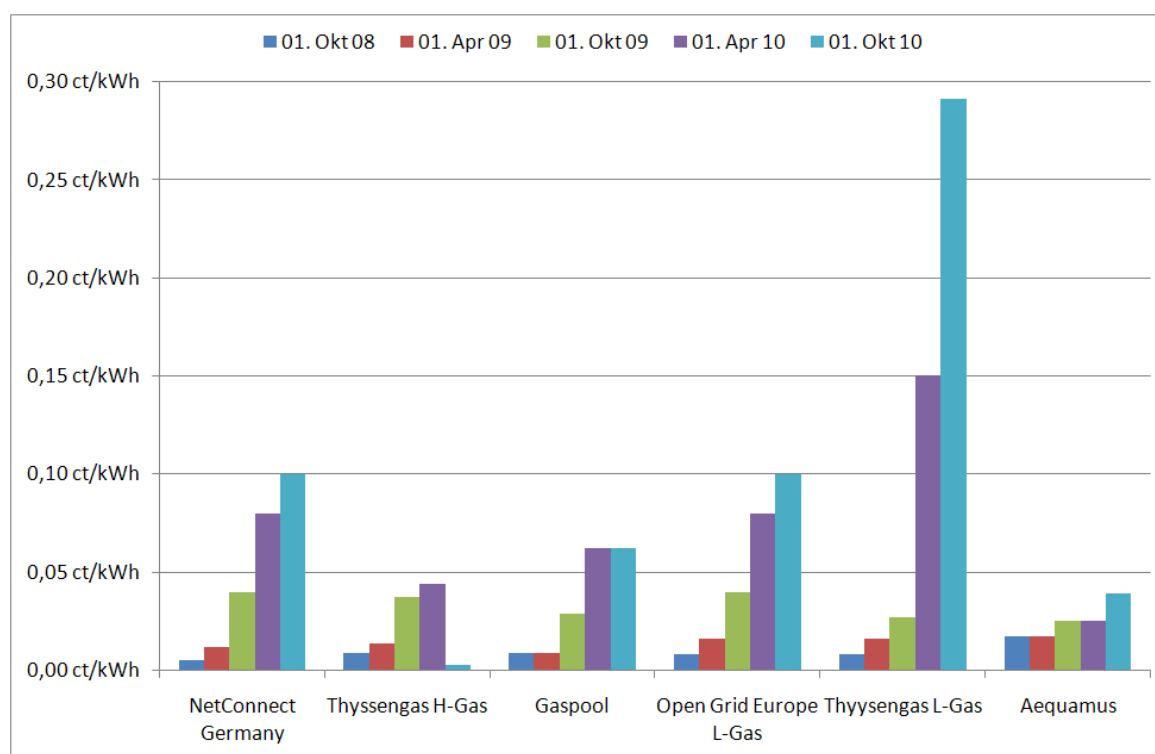
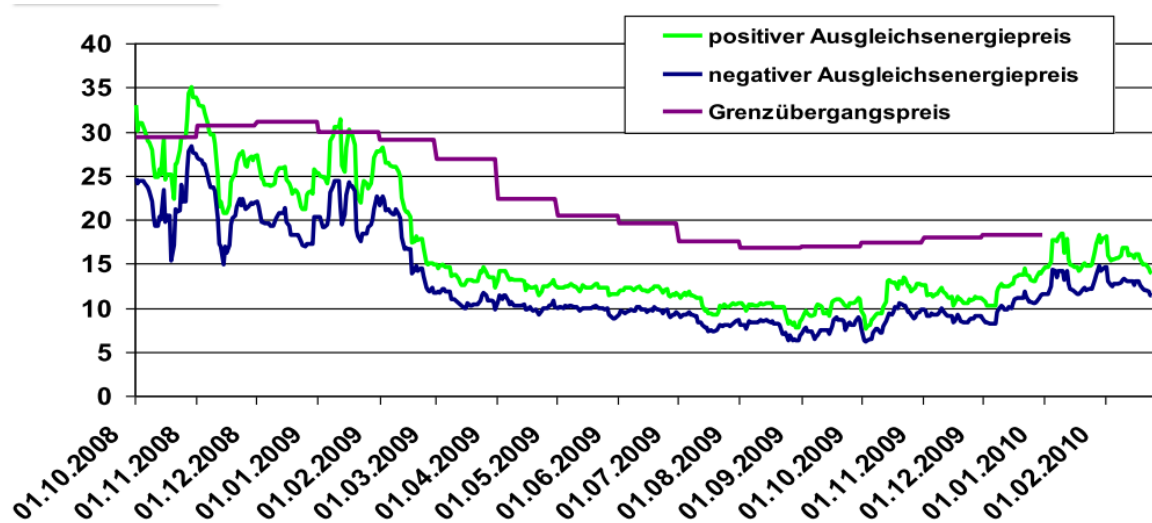


Abb. : Entwicklung der Regelenergieumlagen von Oktober 2008 bis Oktober 2010

Die Regelenergieumlage entspricht mittlerweile etwa dem Dreifachen des regulären Netzentgelts im industriellen Bereich. Es kam in den vergangenen zwei Jahren zu immensen Steigerungen (bis zu 3539%) der Regelenergieumlagen in bestimmten Marktgebieten. Insofern setzt die geltende GABi-Gas-Regelung die Forderung des EnWG, § 23 nach sachlich gerechtfertigten, transparenten und nichtdiskriminierenden Entgelten für Energieungleichgewichte nicht um. Die Entstehung von übermäßigem Regelenergieaufwand ist strukturell in GABi Gas begründet: durch untertäglich konstante (nicht stundenscharfe) Einspeisung der Lieferanten von SLP-Kunden und RLM-Kunden (mit Tagesband), fehlerhafte Prognosen der Verteilnetzbetreiber für Standardlastprofile bzw. grundsätzlich Einspeisung des Verbrauches mit 2-tägigem Versatz (analytisches Verfahren), sowie fehlerhafte Verbrauchsprognosen der Lieferanten von RLM-Kunden und schließlich durch absichtliche Über-/Unterspeisung von Bilanzkreisen (Arbitrage) entsteht unnötig hoher Regelenergieaufwand. Dies ist darin begründet, dass die Spotmarktpreise und die Preise der ölgebundenen Verträge nicht mehr das gleiche Niveau aufweisen. Seit Einführung von GABi-Gas war es für Lieferanten in der Regel günstiger, ihr Gas über das Bilanzierungssystem einzukaufen (gezielte Unterspeisung), als dafür den teuren ölgebundenen Vertrag einzusetzen.



- Durchschnittlicher Grenzübergangspreis (durch Heizölbindung dominiert) liegt über Ausgleichspreis (spotmarktorientiert)
 - Händler mit heizölgebundenen Verträgen unterspeisen gezielt ihre Bilanzkreise und lassen resultierendes Defizit über (niedrigere) Ausgleichspreise ausgleichen
- Folge: Die dadurch generierten Kosten werden in Form der RE-Umlage auf alle Netznutzer umgelegt.

Abbildung: Arbitragemöglichkeiten durch GABi Gas

Darin zeigt sich die Unverträglichkeit des bestehenden Bilanzausgleichs systems mit dem EnWG und der neuen GasNZV bezüglich Kostenorientierung, Verursachungsgerechtigkeit und nicht-Nichtdiskriminierung. Das unter II.2 genannte Paket ist die Lösung für eine schnelle Anpassung von GABi Gas in Übereinstimmung mit der der GasNZV und dem EnWG.

5. Kapazitätssituation: Sehen Sie einen weiteren Bedarf zur Etablierung von transparenten und diskriminierungsfreien Marktregeln beim Netzzugang? Welche Impulse für den deutschen Gasmarkt erwarten Sie in diesem Zusammenhang von dem von der Bundesnetzagentur eingeleiteten Verfahren zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements? Sehen Sie eine unangemessene Beeinträchtigung bestehender Aktivitäten oder auch die Möglichkeit neuer Geschäftsmodelle?

Die bisherige Kapazitätssituation in den Marktgebieten ist für Kunden, die freie Kapazitäten benötigen, als äußerst unbefriedigend einzustufen. Jedoch geben zwei durchgeführte Maßnahmen Anlass zur Hoffnung, dass sich diese Situation verbessern wird. Zum einen das von der EU durchgeführte Verfahren zur Kapazitätsfreigabe von E.ON Ruhrgas, zum anderen die neuen Regelungen zum Engpass- und Kapazitätsmanagement, die auch ihren Niederschlag in der neuen

GasNZV gefunden haben. Mit der Freigabe der E.ON Ruhrgas-Kapazitäten konnten einige wesentliche Einspeisepunkte, die bislang zugebucht waren, zum Teil wieder für Marktteilnehmer zugänglich gemacht werden. In diesem Zusammenhang ist natürlich die Fortführung dieser Regulierungsstrategie über die neuen Regelungen zum Engpass- und Kapazitätsmanagement aus der neuen GasNZV immens wichtig. Die getroffenen Regelungen werden im Grundsatz von den Verbänden voll unterstützt. Leider wurde aber eine Regelung getroffen, die dazu führen könnte, dass wichtige Netzzugangspunkte weiterhin für die Marktteilnehmer nicht zugänglich sind: Die Regelungen für Altverträge. Zwar dürfen nur noch 65% der verfügbaren Kapazitäten langfristig gebucht werden, jedoch gilt diese Regelung nicht für Altverträge. Diesen Designfehler in der neuen GasNZV sollte nach Ansicht der Verbände dringend in der anstehenden Novelle des EnWG berücksichtigt werden.

Weitere Informationen sind als Anlage beigefügt:

[2009 07 06 VCI VIK VEA VDP WV Stahl KM.pdf](#)

6. Flanschhandel: Die Einleitungsverfügung der Bundesnetzagentur zum Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement sieht vor, dass Netzkoppelpunkte zwischen Marktgebieten und an den Grenzen zu anderen Staaten zu einheitlichen Buchungspunkten zusammenzufassen sind. Wie stehen Sie zu diesen Regelungen? Welche Konsequenzen ergeben sich aus Ihrer Sicht aus der Zusammenfassung von korrespondierenden Ein- und Ausspeisepunkten zwischen Fernleitungsnetzbetreibern? Welche Vor- und Nachteile hat die Möglichkeit des Handels am Flansch und welche Wirkungen erwarten Sie von einem Wegfall dieser?

Die Verbände haben die Analyse und Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der o.g. Regelungen noch nicht abgeschlossen.

7. Sonstiges: Welche (weiteren) Problemfelder der Regulierung bestehen aus Ihrer Sicht auf den Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas?

Transparenz:

Eine zentrale Voraussetzung für international wettbewerbsfähige Erdgaspreise im industriellen Bereich ist die umgehende Schaffung von Transparenz zur Verursachung und Bezahlung von Regel- und Ausgleichsenergiekosten. Nur durch ausreichend Transparenz über die Entstehung von Regelergiekosten kann Verursachungsgerechtigkeit überhaupt erzielt werden. Aus diesem Grund ist es unverständlich, dass die Einführung der ersten Ansätze für mehr Transparenz in der neuen GasNZV durch den Bundesrat auf Oktober 2011 verschoben wurde. Die Veröffentlichungspflichten für Marktgebietsverantwortliche sind sinnvoll und ein erster Schritt hin zu mehr Transparenz im Regelergiemarkt.

Bereitstellung der Emissionsfaktoren und endgültigen Messdaten (inkl. Abrechnungsbrennwert):

Im Falle eines Lieferantenwechsels vom Schwesterunternehmen des Ausspeisenetzbetreibers zu einem neuen Lieferanten mangelt es häufig an der fristgerechten Übermittlung der endgültigen Messdaten (v.a. inkl. Abrechnungsbrennwert) an den Lieferanten und den Letztverbraucher sowie den CO₂-Faktoren. Die Messdaten und Abrechnungsbrennwerte werden u.a. zur Rechnungserstellung und –Prüfung und zur Meldung an das Hauptzollamt benötigt. Die CO₂-Faktoren sind zur Erstellung des Emissionshandelsberichtes unerlässlich und bestimmen die zugeteilten Zertifikate. Neben der Bereitstellung der endgültigen Messdaten erfolgt die Bereitstellung der täglichen vorläufigen Messdaten nur, wenn überhaupt, nach häufiger Anfrage. Zumindest die Übermittlung der Messdaten und Brennwerte ist zwar gemäß Geli Gas verpflichtend, es fehlt aber eine eindeutige Deadline. Durch die letzte Mitteilung der Bundesnetzagentur in diesem Fall wurde nun lediglich festgehalten, dass diese Daten vom Netzbetreiber unverzüglich weiterzuleiten sind. Bei den CO₂-Faktoren, die v.a. für den Emissionshandelsbericht benötigt werden, kommt es ebenfalls zu massiven Verzögerungen der Datenweiterleitung, obwohl diese bei der Gasanalyse am Netzkopplungspunkt automatisch anfallen sollten. Da nur der Netzbetreiber Lieferant der Werte sein kann, ist der Verbraucher hier auf eine zügige Weiterleitung der Werte angewiesen.

Nominierungsprozess am VHP:

Im Falle einer Erdgasbeschaffung am VHP müssen Bilanzkreisverträge mit den Bilanzkreisnetzbetreibern geschlossen werden, um das gekaufte bzw. verkaufte Erdgas mit den Handelspartnern am virtuellen Handelspunkt (VHP) abtauschen zu können.

Gem. der Bilanzkreisverträge ist jeder Handelspartner verpflichtet, um 14 Uhr seine Mengen am VHP zu nominieren. Eine Renominierung kann i.d.R. mit 2 Stunden Vorlauf zur vollen Stunde erfolgen, d.h. aufgrund des Gastages bis 4 Uhr morgens. Für jede Nominierung und für jede Renominierung erfolgt ein sog. Matching. Sollte ein Mismatch vorliegen, so wird der geringere der beiden Werte als vereinbart angenommen (sog. Senkenregelung, die auch im Strom bekannt ist). Das bedeutet, dass der Bilanzkreis, der weniger nominiert hat, als Basis herangezogen wird. Der andere Bilanzkreis ist damit im Ungleichgewicht und muss für die entsprechenden Bilanzierungskosten aufkommen. Leider ist festzustellen, dass einige Handelspartner der Fristigkeit zur Nominierung um 14 Uhr nicht nachkommen, sondern wesentlich später die Verpflichtung erfüllen. In der alten GasNZV war zumindest noch gesetzlich verankert, dass die Nominierung um 14 Uhr am VHP zu erfolgen hat. In der neuen GasNZV wurde diese Regelung herausgenommen. - dies kann ggf. an einer fehlenden Harmonisierung der europäischen Nominierungsregeln liegen, sollte jedoch dringend gesetzlich oder per Festlegung der BNetzA wieder aufgenommen werden. So wäre sichergestellt, dass ein initiales Matching um 15 Uhr erfolgen kann und die Bilanzkreise, die nicht mehr vor Lieferbeginn renominieren, über ihren Bilanzkreisstatus (Matching oder Mismatching) frühzeitig Bescheid wissen.

Sonderformen der Netznutzung in Gasnetzen:

In der momentan gültigen GasNEV gibt es keine Regelung individueller Netzentgelte, wie im Strombereich (vgl. § 19 StromNEV). Für industrielle Verbraucher gibt es daher im Gasbereich keine Anreize, das Verbrauchsverhalten in einer Art und Weise zu steuern, die sich positiv und damit entlastend auf die Netze auswirkt.

Weitere Informationen sind als Anlage beigefügt:

[VIK Position Sonderformen der Netznutzung.pdf](#)

III. Der Netzebene vor- und nachgelagerte Märkte

1. Großhandel: Wie bewerten Sie die Liquidität des Großhandelsmarktes? Hat sich diesbezüglich etwas in den vergangenen zwei Jahren verändert? Wie attraktiv ist die Börse als Handelsplatz und was trägt zu dieser Einschätzung bei?

Die Liquidität an den Großhandelsmärkten hat zwar in den beiden Marktgebieten NetConnect Germany und Gaspool zugenommen, ist aber immer noch nicht als ausreichend einzustufen. Beide weisen jedoch noch nicht die Liquidität auf, wie sie z.B. am TTF anzutreffen ist. Nichts desto trotz weisen die Marktpreise der drei Handelsplätze hohe Korrelationen auf.

Anders ist die Sachlage in den deutschen L-Gas-Marktgebieten einzustufen. Dort existieren derzeit keine liquiden Handelsplätze und es gibt auch keinen Börsenzugang zur EEX. Hier sei nochmal auf die Wichtigkeit eines L-Gas-Marktgebietes über die nationale Grenze hinweg (Zusammenlegung mit TTF) hingewiesen, um die Liquidität zu erhöhen.

2. Gaslieferverträge: Wie beurteilen Sie die Entscheidung des Bundeskartellamtes, dass Ferngasunternehmen ab dem 1. Oktober 2010 wieder langfristige Gaslieferverträge anbieten dürfen und damit keine Verlängerung der Untersagung aus dem Jahr 2006 vorgenommen wird?

Aus Sicht der Verbände kann der Schritt des Bundeskartellamtes zu diesem Zeitpunkt nicht nachvollzogen werden. Sicherlich ist es richtig, dass der Wettbewerb im deutschen Gasmarkt weiter zugenommen hat. Dennoch kann hier sicherlich nicht von einem voll ausgereiften Wettbewerbsmarkt mit gleichen Chancen für alle Anbieter gesprochen werden. Gerade in Kombination mit dem bereits erwähnten Schutz der Altverträge bei Kapazitätsbuchungen ist es nicht auszuschließen, dass es zu einem Wettbewerbsrückgang kommt.

3. Rekommunalisierung: Sind Sie der Auffassung, dass die in den vergangenen Monaten thematisierte vermehrte Rückführung der Energieversorgung in kommunale Hand einen Trend darstellt? Welche Motive sind damit ihrer Meinung nach verbunden? Zu dieser Frage wird keine Stellung bezogen.

4. Wechselverhalten: Sehen Sie eine Wechselbereitschaft auf den Endkundenmärkten? Wie unterscheiden sich Haushalts- und Gewerbekunden in ihrem Wechselverhalten? Funktionieren die Wechselprozesse nach Ihren Erfahrungen einwandfrei oder gibt es Probleme beim Übergang?

Im Haushaltskundenbereich hat die Wechselbereitschaft sicherlich zugenommen, da neuen Anbietern die Belieferung von Haushaltskunden über GABi Gas wesentlich vereinfacht wurde.

Für Industriekunden hat sich die Zahl der möglichen Anbieter zwar auch erhöht, jedoch ist die Wahl einer eigenständigen strukturierten Beschaffung für Industriekunden immer noch die Option, die mit den höchsten Risiken und damit mit unüberschaubaren Kosten verbunden ist. Industriekunden müssen sich daher zumindest für die Strukturierung weiterhin eines großen Versorgers bedienen. Die Portfoliovorteile der großen Versorger werden hingegen nicht an die Endkunden weiter gegeben. Die Führung eines kleinen Bilanzkreises ist daher weiterhin mit - in der Relation - höheren Kosten verbunden.

Zudem gibt es noch ganz praktische Probleme beim Lieferantenwechsel. So sind z.B. die Fristen aus GeLi Gas zur Meldung und zur Aufhebung einer Lieferantenkonkurrenz zu kurz. Die Bestätigung zum Lieferantenwechsel kommt zu spät, da der neue Lieferant bis zum 15. des Fristenmonats nicht weiß, ob seine Anmeldung erfolgreich war.

Abgesehen von diesen Nachteilen hat die Preistransparenz an den Großhandelsmärkten aber dazu geführt, dass Angebote von Lieferanten mittlerweile besser verglichen werden können.

5. Sonstiges: Welche (weiteren) Problembereiche sehen Sie auf den der Netzebene vor- und nachgelagerten Märkten der leitungsgebundenen Versorgung mit Gas?

Zu dieser Frage wird keine Stellung bezogen.