



Betrachtung des Regelenergiemarktes im GWJ 2008/2009 Faktoren für einen wettbewerblich orientierten Regelenergiemarkt im Gas

Berlin, den 8. Juni 2009

Mit Start des Gaswirtschaftsjahres 2008/2009 gab es für eine Vielzahl von Händlern erstmals die Möglichkeit, sich an Regelenergieausschreibungen der Netzbetreiber zu beteiligen. Rückblickend kann man zweifelsfrei feststellen, dass sich kein einheitliches Fazit über alle Ausschreibungen hinweg ziehen lässt. Der Presseberichterstattung konnten wir entnehmen, dass die Teilnahmequoten bei der Vielzahl an Regelenergieausschreibungen sehr unterschiedlich ausgefallen ist. Einige Netzbetreiber konnten auf Anhieb ihre abgeschätzten Mengen kontrahieren, andere mussten eine zweite Ausschreibung aufsetzen, um überhaupt Marktteilnehmer für ihre Ausschreibungen zu interessieren. Außerdem klagten einige Netzbetreiber über die vermeintlich hohen angebotenen Preise.

Als Vertretung der Gashändler in Deutschland und Europa haben wir zwei Hauptinteressen im Bezug auf den Regelenergiemarkt:

- Schaffung eines kompetitiven Marktes, an dem Marktteilnehmer unterschiedlicher Größe möglichst zahlreich teilnehmen können
- Die Kosten für die Beschaffung externer Regelenergie müssen so gering wie möglich bleiben – das ist nur durch aktiven Wettbewerb möglich

Es stellt sich bei der Betrachtung bisheriger Ausschreibungen die Frage, wie es zu der unterschiedlichen Beteiligung bei den Netzbetreibern kam und warum in manchen Fällen die angebotenen Preise von einigen Netzbetreibern als mutmaßlich zu hoch eingeschätzt wurden. Die augenscheinlichsten Erklärungen sind struktureller Natur, so gibt es in den bisherigen L-Gasmarktgebieten noch nicht die notwendige Liquidität für einen regen Regelenergiemarkt – eine rein händlerische Bereitstellung ohne Flexibilitäten (also über einen VHP) von Regelenergie ist vor diesem Hintergrund so gut wie nicht möglich. Auch in einigen H-Gasmarktgebieten gibt es in dieser Hinsicht Probleme, wobei jedoch hier durch größere Marktgebiete von tendenziell stärkerer Liquidität in Zukunft auszugehen ist.

Die Gründe für mangelnde Teilnehmerzahl oder vermeintlich zu teure Angebote sind daher komplexer und bedürfen der Analyse der bisherigen Ausschreibungsverfahren, Produkte und Verträge. Aus dieser Betrachtung lassen sich Schlüsse ziehen, die bei zukünftigen Regelenergieausschreibungen zu weniger Problemen, mehr Wettbewerb und relativ niedrigeren Kosten für die externe Regelenergiebeschaffung führen werden.



Mittelfristig - und das sei an dieser Stelle auch erwähnt - stellen wir uns sinnvollerweise einen Übergang in Richtung Within-Day Markt vor. Dabei werden die zu beschaffenden Mengen z. B. über die Börse gehandelt. Diese Praktik hätte gegenüber der häufigen Orientierung an einem Indexpreis gemäß GABi Gas den Vorteil, dass es bei entsprechender Liquidität noch besser den Marktpreis abbilden würde. Somit wären Regel- und Ausgleichsenergiepreis marktrational (Orientierung am Marktpreis) und nicht marktsynthetisch (Orientierung an Preisen anderer Märkte) miteinander in Beziehung. Über die Beschaffung der Ausgleichsenergie am untertägigen Markt würden dem Netzbetreiber die Beschaffungskosten also über die tatsächliche Beschaffung entstehen. Gleichzeitig wäre ein Vielzahl von Anbietern am Markt aktiv, was die Marktmacht einzelner Unternehmen erheblich reduzieren würde.

Aspekte der Analyse von Regelennergieausschreibungen

Bei der Analyse von Regelennergieausschreibungen richten Handelsunternehmen ihr Hauptaugenmerk auf drei Qualitäten: das Ausschreibungsverfahren, die Produktgestaltung und die Vertragsgestaltung.

Die Art und Weise, wie die Ausschreibungsverfahren gestaltet sind, definieren den ersten Aufwand, den es zu bewältigen und in interne Prozesse einzubeziehen gilt. Die Produktgestaltung ist zumeist der wesentliche Grund, ob ein Händler überhaupt teilnehmen kann. So ist eine Teilnahme nicht möglich, wenn die dafür notwendigen Flexibilität im entsprechenden Marktgebiet nicht zur Verfügung stehen. Schließlich prüft das interne Risikocontrolling anhand der Vertragsgestaltung, ob ein Vertragsabschluss zu einem vertretbaren bzw. bezifferbaren Risiko abschließbar ist.

Erst wenn alle drei Bereiche hinreichend vom Handelsunternehmen verarbeitet und ausgefüllt werden können, ist eine Teilnahme möglich. In Abhängigkeit von Produktgestaltung, Marktgebiet und Risikofaktoren erfolgt bei positiver Prüfung die Gebotsabgabe.

Die Ausschreibungsverfahren

Die bisherigen Ausschreibungsverfahren ansich stellen grundsätzlich keine Hürde für eine Teilnahme dar. Das Problem liegt vielmehr ihrer unterschiedlichen Ausgestaltung im Netzbetreibervergleich. Einige Netzbetreiber teilen die Ausschreibungszeiträume in Präqualifizierung-, Angebots- und Zuschlagsphase ein. Andere Netzbetreiber lassen die Präqualifizierung gleichzeitig zur Angebotsphase zu. Zudem unterscheiden sich die Qualitäten der Präqualifizierung; einmal reicht die einmalige Präqualifizierung für zukünftige Ausschreibungen, bei einem anderem Netzbetreiber ist dies bei jeder Ausschreibung notwendig und bei einem dritten gibt es keine Präqualifizierung. Zudem unterscheiden sich die Zeiträume für das gesamte Ausschreibungsverfahren.



Aus EFET Deutschland-Sicht ist daher zukünftig eine Standardisierung notwendig, die wir aus abwicklungstechnischen Gründen so einfach wie möglich wünschen:

- Präqualifizierung verläuft parallel zur Angebotsphase
- Eine einmalige Präqualifizierung erlaubt die Teilnahme an zukünftigen Ausschreibungen
- Angebotsphase besitzt eine hinreichende Länge von mind. 6 Werktagen
- Es gibt einheitliche Termine für Ausschreibungen bei verschiedenen Netzbetreibern (z.B. einmal im Quartal für das Folgequartal)

Die Produktgestaltung

Die Produktgestaltung ist der entscheidende Faktor, ob sich ein Handelsunternehmen an einer Ausschreibung beteiligen kann. Die Erfahrungen aus dem GWJ 2008/2009 zeigen, dass Netzbetreiber ihren externen Regelenergiebedarf auf ganz unterschiedliche Weise ausgeschrieben haben – es gibt bei einzelnen TSOs eine Bandbreite von bis zu 10 Produkten. Eine schematische Übersicht findet sich am Ende des Dokuments (siehe Anhang 1). Auffällig ist derzeit noch, dass die Ausschreibungen in unterschiedlichen Zeiträumen verlaufen oder sich sogar teilweise überlagern – von der Ausschreibung auf ein GWJ bis hin zur täglichen Ausschreibung. Bei Produkten mit Eigentumsübergang (also nicht Gasparken/-leihe) ist vom Aufwand her die quartalsweise Ausschreibung von vielen Marktteilnehmern am besten darstellbar.

Allgemein lassen sich folgende Faustregeln für eine marktgerechte Gestaltung von Regelenergieausschreibungen aufstellen:

- Je größer die vorzuhaltende Leistung, desto weniger potentielle Teilnehmer an Ausschreibungen, da mehr Flexibilität auf Anbieterseite vorgehalten werden muss
- Aber: Tranchen müssen angemessen groß sein, damit sich eine Teilnahme lohnt
- Jahresausschreibung erhöhen die Risikoaufschläge – quartalsweise Ausschreibungen verringern Risiken für Anbieter
- Zusammenführung von Merit Order-Listen auf Ausschreibungen aus verschiedenen Zeithorizonten verunsichert insbesondere kleine Marktteilnehmer
- Die Bereitstellung von Mengen am VHP ist insbesondere für neue Anbieter einfacher als an physischen Punkten
- Es darf keine Benachteiligung von Lieferung am VHP gegenüber der Lieferung an physischen Punkten geben
- Feste und einheitliche Abrufzeiten (D-1) erleichtern Anbietern ohne 24-Stunden-Dispatching den Zugang (bei Produkten mit Eigentumsübergang)



- Eine händlerische Abwicklung bedarf der Nominierung innerhalb üblicher Handelszeiten mit entsprechendem Vorlauf

Als derzeit handelsübliche Losgröße sehen wir 30 MW an – diese Losgröße lässt sich händlerisch gut „verarbeiten“. Neben der Losgröße ist allerdings auch noch die Frage zu stellen, wie lange man maximal mit dem Los gezogen werden kann. Dabei gehen die bisherigen Produkte in ihrer Gestaltung auseinander – einige Produkte sind von der Menge her so gestaltet, dass das Los bereits nach 48 Stunden ausgeschöpft ist (z.B. 1,5 Mio kWh bei einer Leistung von 30 MW). Wenn dann auch noch hinzukommt, dass nur alle Tranchen angeboten werden können (All-or-nothing vs. selektive Bereitstellung einzelner Tranchen), verringert das die Bereitschaft gerade kleinerer Anbieter, an der Ausschreibung teilzunehmen, weil sich die Vorhaltung von Flexibilität für so kurze Zeit nicht wirtschaftlich angemessen darstellen lässt. Als positives Beispiel dient die Tranchengröße von 50. GWh mit einer Leistung von 30 MW, die erst nach knapp 70 Tagen erschöpft ist. Zudem gibt es bei diesem Beispiel keine All-or-nothing-Regel.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist der Abrufzeitraum und die damit verbundene Vorlaufzeit. Für den Netzbetreiber ist sicherlich eine Rund-um-die-Uhr-Abrufbarkeit von Regenergie ein wichtiges Anliegen und in einigen Fällen notwendig. Bei vielen Handelsunternehmen ist eine solche 24-Stunden-Vorhaltung nicht realisierbar. Diesem Umstand wird z.T. schon Rechnung getragen, indem Produkte D-1 und dann für einen gesamten Gastag abgerufen werden. Je mehr ein Produkt davon abweicht, desto weniger Anbieter und desto weniger Angebote wird es dafür geben. Eine realistische Vorlaufzeit bei Regenergieprodukten, die von D-1 abweichen sollte bei mindestens 3 Stunden liegen, um entsprechende Flexibilitäten beschaffen und nominieren zu können.

Ein letzter Punkt: das optionale Anbieten (Können und Vermögen), wie es bei einigen Produkten praktiziert wird, macht es auch für kleine Anbieter attraktiv, Regenergie anzubieten. Wir sind uns durchaus bewusst, dass in bestimmten Fällen ein reines Anbieten von Regenergie auf KuV-Basis zu Problemen bei Netzbetreibern führen kann. Daher sprechen wir uns in gewissem Umfang durchaus auch für Produkte mit Leistungspreis aus, bei denen die Vorhaltung von fester Flexibilität entlohnt wird.

Die Vertragsgestaltung

Die Vertragsgestaltung wird in Handelsunternehmen sehr sorgfältig vom Risikocontrolling geprüft. Handelt es sich bei den im Folgenden genannten Kritikpunkten an bisherigen Verträgen im Einzelnen um Detailproblematiken, so muss aber herausgestellt werden, dass dies besonders in Summe dazu führen kann, dass Produkt- und Geschäftsfreigaben negativ beschieden werden und Gashändler dadurch an einer Ausschreibung nicht teilnehmen können.



Wir begrüßen ausdrücklich, dass die Grundlage für Regelenenergieverträge üblicherweise das EFET Master Agreement Gas 2.0 ist. Schaut man sich jedoch die Election Sheets bei den Ausschreibungen genauer an, so stellt man fest, dass es an einigen Stellen unnötige Stolpersteine gibt.

Idealerweise schließt der Netzbetreiber mit dem Regelenenergielieferanten einen EFET-Rahmenvertrag ab, der dann in für den Lieferanten wichtigen Punkten individuell angepasst werden kann. Bei den Regelenenergieausschreibungen im GWJ 2008/2009 haben wir gesehen, dass viele Klauseln unnötige Probleme darstellen und daher von Anfang an her einheitlich geregelt werden sollten, damit auf allen Seiten der Aufwand für die Vertragsabschlüsse verringert wird.

Wir möchten daher die wichtigsten Punkte herausheben, die Teilnehmer an einer Regelenenergieausschreibung idealerweise bundesweit einheitlich geregelt haben möchten, d.h. Verträge sollten folgende Punkte beinhalten:

- Automatic Cancellation
- Einheitlich und marktübliche Verzugszinsen (z.b. Euribor + 2-3 Prozent)
- Regelungen für Long Term Force Majeure
- Möglichkeit des Payment Nettings
- Möglichkeit der Telefonaufzeichnungen
- Ausreichende Beschreibung von Material Reasons (Formfehlern)
- Aussagen, dass der Netzbetreiber sein Geschäft professionell betreibt¹

Zudem müssen aus Verträgen alle unklaren Klauseln gelöscht werden, die eine einseitige Kündigung im Falle jeglicher Änderungen seitens des Netzbetreibers erlauben. So billigen einige Vertragsformulierungen einem Netzbetreiber derzeit ein Recht zur fristlosen Kündigung bei Änderung von Vorgaben durch die Bundesnetzagentur zu – unabhängig davon, ob diese Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen den Vertrag direkt berührt – das bedeutet aus Handelssicht ein nicht beeinflussbares und zudem nicht bewertbares Risiko. Unserer Einschätzung nach reichen die Salvatorische und oder eine Wirtschaftsklausel aus, um auf etwaige relevante Veränderungen regulatorischer Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit dem entsprechenden Vertrag zu reagieren. Demnach muss zunächst geprüft und nachgewiesen werden, dass Änderungen z. B. durch die Bundesnetzagentur „erhebliche [...] rechtliche Auswirkungen“ auf den Vertrag haben. Erst im nächsten Schritt kann dann ggf. eine entsprechende Anpassung verlangt werden.

¹ Folgende Klausel aus dem EFET Gas Master Agreement 2.0 wird im Election Sheet von einigen Netzbetreibern verneint, d.h. sie erklären damit, dass sie ihr Geschäft nicht professionell betreiben – das führt formal zu einer höheren Risikobetrachtung und ggf. zu Aufschlägen bei den abgegebenen Geboten:
§21 g: „Sie [die Vertragspartei Netzbetreiber] schließt regelmäßig Verträge über den Handel mit Erdgas ab, wie sie im Vertrag vorgesehen sind, und sie tut dies auf professioneller Grundlage und zum Betrieb ihres Handelsgewerbes und kann zutreffend als erfahrener Marktteilnehmer angesehen werden;“

Anhang 1: Produktgestaltung (Auswahl H-Gas)

EGT/NCG	GUD	GVS Netz	ONTRAS	RWE TNG	WingasT
<p>Bereitstellung/Übernahme von Flexibilität: 1.) kurzfristig (Ausschreibung täglich) 2.) langfristig (Ausschreibung quartalsweise)</p> <p>Lieferung fest</p>	<p>1.) An- und Verkauf in Tranchen für den nächsten Gastag 2.) Bereitstellung/Übernahme von Flexibilität (Intraday)</p> <p>Lieferung fest oder nach KuV</p>	<p>An- und Verkauf in Losen</p> <p>Lieferung fest</p>	<p>An- und Verkauf in Tranchen für... 1.) den aktuellen und 2.) den folgenden Gastag</p> <p>Lieferung fest oder nach KuV</p>	<p>Jeweils kurzfristig und langfristig: 1.) Vorstrukturierung 2.) Gasparken 3.) Gasleihen 4.) Gaskankauf 5.) Gasverkauf</p> <p>Lieferung fest</p>	<p>1.) An- und Verkauf in Losen für einen Gastag 2.) Gasleihe/-parken</p> <p>Lieferung fest oder nach KuV</p>
<p>1.) Kurzfristige Flexibilität: 30 MW 2.) Langfristige Flexibilität: 90 MW</p>	<p>1.) Menge je Tranche 50,01 Mio. kWh mit 30 MW Leistung (Eigentumsübergang) 2.) Menge je Tranche 1,5 Mio. kWh mit 30 MW Leistung</p>	<p>Langfristige Flexibilität: Lose je 20 MW</p>	<p>Menge je Tranche 1,5 Mio. kWh Leistung: 30 MW</p>	<p>Unterschiedliche Mengen (zwischen 240 und 720 MWh); Leistung 48 oder 30 MW</p>	<p>Menge je Los 480 MWh (Tagesband mit 30 MW)</p>