

OTC-Strommarkt

Unsicherer Start am Strommarkt ins neue Jahr

Viel Unsicherheit steht vor den Preisen der ersten Januarwoche am Strommarkt. Durch die vorausgegangenen negativen Preise während der Weihnachtsfeiertage zeigten sich Marktteilnehmer sehr verunsichert darüber, wo die Preise für die Kalenderwoche 1 stehen werden.

Am Donnerstag wurden Silvester und Neujahr weiterhin im negativen Bereich gehandelt - bei minus 15,50 Euro je Megawattstunde und minus 20 Euro. Allerdings sei der Dienstag zuvor schon bei minus 30 Euro über den Tisch gegangen, sagte ein Spot-Händler. Besonders schwer absehbar seien die Preise der frühen Morgenstunden. Schon kleine Verschiebungen zeigten großen Einfluss auf die gesamten Base-Preise, was die Unsicherheit auslöse, fügte er hinzu. Dadurch sei die Frontwoche am Freitag auch recht stark gefragt gewesen.

Mehr: Seite 2

Top-News

Gastransport in Österreich soll einfacher werden

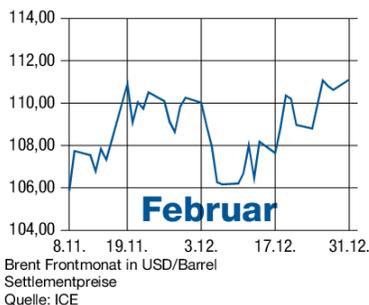
Von Januar an gilt in Österreich das neue Gasmarktmodell - die Econgas GmbH Wien erwartet sich davon stärkeren Wettbewerb. „Das ist gut für die Kunden und herausfordernd für die Marktteilnehmer, auch für uns. Auf einem Markt, auf dem jeder Versorger dasselbe physische Produkt anbietet, bedeutet das erhöhte Anforderungen an den Service“, sagte ein Econgas-Händler.

Das Gasunternehmen erhofft sich auch einen einfacheren Transit zwischen Deutschland und Italien sowie die Aufhebung der künstlichen Trennung zwischen dem Central European Gas Hub (CEGH) und der Regellezone Ost.

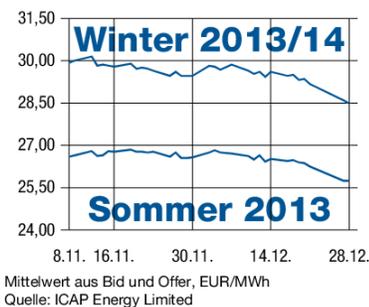
Beim neuen österreichischen Gasmarktmodell geht es insbesondere um die Einführung des Entry-Exit-Modells im grenzüberschreitenden Gastransport. Auch die Liquidität werde sich verbessern, so die Erwartungen.

Mehr: Seite 3,4

Rohöl (ICE)



Erdgas (OTC TTF)



Strom (OTC-Deutschland)



Strom (OTC-Deutschland)



Strompreise OTC-Deutschland

28. Dezember 2012 (in EUR/MWh)	Baseload		Peakload	
	Bid/Ask	Veränd.	Bid/Ask	Veränd.
Day-ahead*	32,50	-	45,00	-
Weekend	28,50-33,50	-	-	-
Week-ahead	45,50-46,00	-	58,00-59,00	-
Februar 2013	49,00-49,25	+0,53	63,25-63,75	+0,75
März 2013	43,90-44,25	+1,00	-	-
April 2013	-	-	-	-
Mai 2013	-	-	-	-
Q2/2013	40,75-40,90	-	50,20-50,35	-0,03
Q3/2013	41,85-42,00	-	52,25-52,55	-
Jahr 2014	45,35-45,45	-0,10	-	-
Jahr 2015	45,35-45,65	-	-	-
Jahr 2016	45,85-46,90	-	-	-

*Day-ahead wird als letzter Handelspreis angegeben. TradeNews Energy recherchiert die Strompreise in täglichen Telefonaten mit verschiedenen Händlern und Brokern.

Gas

Fortsetzung von Seite 1

Neues Modell soll Liquidität an den Gasmarkt bringen

Dazu werde es nötig sein, lokale Engpässe abzubauen. „Wenn man Erdgas frei zwischen nationalen oder regionalen Märkten bewegen kann, fällt mangels Möglichkeit zur Arbitrage die Notwendigkeit bzw. Berechtigung vieler regionaler Handelsplätze weg, und das wird uns dem Ziel von weniger, dafür liquider Märkte und einem gesamteuropäischen Erdgasmarkt näher bringen“, so Ecomgas.

Auch der Vorstandsvorsitzende der Wiener Stadtwerke Holding, Marc Hall, sieht im neuen österreichischen Gasmarktmodell einen Schritt in die richtige Richtung, weil es das bisherige System der Regelzonen ablöse. Es sollte aber umgehend der nächste Schritt zum größeren europäischen Markt gemacht werden.

„In Deutschland sind mit Entry-Exit innerhalb weniger Jahre aus mehr als zehn Marktgebieten nur noch zwei große übrig geblieben. In Österreich gibt es noch die drei Regelzonen Ost, Mitte und West. Mitte und West werden jetzt mit dem größten deutschen Marktgebiet, Net Connect Germany (NCG), verbunden. Das sollte auch mit dem größten österreichischen Marktgebiet Ost rasch umgesetzt werden. Das verbessert die Liquidität und den Handel von Erdgas“, sagt Hall.

Deutliche Einwände

Österreich habe dann erstmals ein einziges verbundenes Marktgebiet innerhalb eines der größten europäischen Marktgebiete. Mit Belgien seien marktverbindende Regelungen mit NCG in Umsetzung. Mit einem Marktgebiet, das von Baumgarten in Österreich bis Zeebrugge in Belgien reiche, sei der Europäische Gasmarkt im Wesentlichen fixiert. „Wer allerdings zuerst mit 30 Staaten eine regulatorische Einigung erzielen möchte, wie es die diversen nationalen Regulatoren versuchen, will keinen europäischen Markt“, warnt Hall.

Die OMV AG erwartet vom neuen Gasmarktmodell Erleichterungen für Händler, weil sie keine Transportkapazitäten mehr benötigen, sondern nur noch Entry und Exit nominieren müssen und der Handel an einem einzigen virtuellen Handelspunkt (VHP) fokussiert werde. Zwar könne es durch Unsicherheiten der Marktteilnehmer im Rahmen der Systemumstellung kurzfristig zum Rückgang der gehandelten Mengen kommen. Aber durch Einführung des VHP, an dem sich die Liquidität konzentriert, werden sie mittelfristig steigen, so ihr Standpunkt.

Ein EVN-Gashändler sagte zu Dow Jones: „Wir sind gegenwärtig damit beschäftigt, die neue Marktsystematik zu implementieren, und sehen mit Sorge, was sich da entwickelt. Viele Fragen sind derzeit noch offen und werden in aller Eile geklärt.“ Kritisch sieht er, dass es im österreichischen Gasmarkt statt zwei oder drei künftig fünf Stellen geben werde, die miteinander zu kommunizieren haben; das System werde damit komplexer und teurer.

Dagegen werde es mehr Wettbewerb im österreichischen Markt geben, der Gas für Endkunden billiger machen dürfte. „Das neue Modell versucht, einen Markt zu schaffen, der es erlaubt, Gas frei innerhalb Österreichs zu bewegen. Bisher hat es einen klaren Unterschied zwischen Transitgas und Gas für inländische Kunden gegeben; der fällt nun weg, und die neu involvierten Parteien müssen die Organisation übernehmen“, fügte er hinzu. In Österreich würden 80 bis 90 Prozent des Gases, das ins Land kommt, nach Italien, Deutschland, Slowenien und Ungarn weitertransportiert. Dieser Unterschied werde in der neuen Marktsystematik beseitigt.

Ein weiteres Problem ist laut diesem EVN-Händler, dass ein Teil der Netzkosten nicht mehr über Netztarife verrechnet, sondern vom Gaslieferanten oder Gashändler gezahlt wer-

den müsse. „Das ist eine bloße Verschiebung der Kosten vom Netz in die Energie und bringt den Kunden keine Preisvorteile. Kunden, die in Österreich Gas verbrauchen, haben bisher die vollen Netzkosten bezahlt und damit die Sicherheit, dass ihr Gas tatsächlich nach Österreich kommt. Künftig müsse der Händler das Gas auf Vorrat halten, so dass es zu Lieferproblemen kommen könnte.“

Tarife als Schwachpunkte gesehen

Horst Gruber, Geschäftsführer der ETA energy GmbH Wien, sieht auch die Tarife als Problem an: Die unterschiedlichen Tarife an unterschiedlichen Einspeisepunkten würden aufgrund der praktisch nicht gegebenen Wahlfreiheit der Einspeisepunkte durch die Marktteilnehmer eine Diskriminierung und Wettbewerbsverzerrung darstellen. „Die Vorgangsweise, dass von den TSO zuerst der siebenfache Tarif vorgeschlagen wurde, danach E-Control einen harmonisierten Tarif vorschlug und man sich schließlich auf etwas dazwischen geeinigt hat, zeigt, dass es sich einerseits nicht um eine sachlich fundiert argumentierbare Tarifierung handelt, sondern um ein interessengetriebenes Ergebnis, und dass es seitens der TSOs Interessen gibt, die eine gleiche Tarifierung verhindern.“ Das stelle die Eigentümerstruktur der TSOs und deren Unabhängigkeit in Frage.

Das Gesetz fordere einen kostenorientierten Tarifansatz. Eine entfernungabhängige Bemessung von Entgelten zu einem fiktiven Mittelpunkt des Gasnetzes käme einer entfernungabhängigen Tarifierung gleich, die nicht erlaubt sei, argumentiert Gruber: „Mariazell ist nicht der Mittelpunkt des österreichischen Gasmarktes.“ Gruber stellt zudem in Frage, ob Auktionen das richtige Instrument für Kapazitätsvergabe und -bepreisung sind. ▶▶

►► „Mehrerlöse aus Auktionen auf der Sekundärvermarktungsplattform kommen nicht dem Netzausbau zugute, sondern fließen in die Taschen der Anbieter. Der Ausbau von Punkten, an welchen Kapazitätsengpässe herrschen, ist damit nicht gewährleistet“, sagte er. Auch hält Gruber die Eigentümerstruktur österreichischer Marktinstitutionen samt Vertriebsorganisation mit zu hoher Marktkonzentration auf die OMV für bedenklich.

Ein anderer österreichischer Gasmarktexperte dagegen zeigte sich gelassen. Er könne viele der vorgebrachten Kritiken nicht verstehen. Das neue Marktmodell laut Gaswirtschaftsgesetz sei seit langem bekannt, und die Händler hätten ausreichend Zeit gehabt, sich darauf einzustellen.

Ernst Swietly

DJG/esw/emk/28.12.2012

Belgische Fluxys will Anteil an Pipeline Medgaz

Der belgische Netzbetreiber Fluxys übernimmt einen Anteil an Medgaz, dem Besitzer und Betreiber einer Pipeline, die Gas aus Algerien nach Spanien bringt. Fluxys übernehme die Anteile der Energieunternehmen Endesa und Iberdrola, wie der Netzbetreiber mitteilte. Die Geschäfte sollen in der ersten Jahreshälfte 2013 abgeschlossen werden - allerdings steht noch das Einverständnis der Europäischen Investitionsbank aus. Zudem halten die weiteren Anteilseigner noch Vorkaufsrechte.

Sollte das Geschäft zustande kommen, würde sich Fluxys für 233 Millionen Euro mit 32 Prozent an Medgaz beteiligen. Die Pipeline hat eine Transportkapazität von 8 Milliarden Kubikmetern Gas im Jahr.

DJG/emk/28.12.2012

Österreich mit Übergangslösung für Gasmodell

Bis kurz vor dem Start des neuen Gasmarktmodells in Österreich haben Gashändler versucht, den Regulierer von einem späteren Termin - Frühjahr 2013 statt dem 1. Januar - zu überzeugen. Das solle die Versorgungssicherheit Österreichs erhöhen, so ihre Argumentation.

„Zum Jahreswechsel ist Hochwinter und eine Reihe von Feiertagen; zu diesem Termin das gesamte System umzustellen ist ein Risiko“, sagte ein Gashändler des niederösterreichischen Energieversorgers EVN. Deshalb seien in den vergangenen Tagen mit Österreichs Regulierer E-Control Verhandlungen geführt worden. Einige Marktteilnehmer müssen daher jetzt das neue Modell im Bedarfsfall erst Ende Februar 2013 voll übernehmen, wenn sie Probleme mit der Umsetzung der Formalitäten haben.

Walter Boltz, Vorstand der E-Control, sagte zu Dow Jones, dass von den 90 in Österreich tätigen Gashändlern, etwa 15 bis 17 eine interimistische Lösung bis Frühjahr 2013 anpeilen, weitere 20 einige Woche abwarten, wie sich das neue Gasmarktmodell in der Praxis auswirken wird, und etwa 60 voll zugelassene Mitglieder des

Hubs CEGH geworden seien. Das Problem mancher Gashändler - vor allem italienischer - war, bis zur Jahreswende eine Clearingbank zu finden, die von der zentralen Europäischen Clearing-Stelle (ECC) anerkannt werde. Nur dann aber werde die CEGH-Mitgliedschaft zugestanden. Diese sei Voraussetzung für die Beschaffung von Ausgleichsenergie über den Hub.

Beim neuen österreichischen Gasmarktmodell geht es insbesondere um die Einführung des Entry-Exit-Modells im grenzüberschreitenden Gastransport, um ein stärkeres Unbundling, die Einführung neuer Funktionen wie Marktgebiets- und Verteilgebiets-Manager sowie um die Definition von Handlungspunkten (Hubs).

Laut E-Control sollen nun auch Kleinkunden von der Öffnung der internationalen Gasdrehscheibe Baumgarten für den österreichischen Inlandsmarkt profitieren. Daneben würden die Änderungen im Marktmodell auf den grenzüberschreitenden Transportstrecken international von Bedeutung sein, und der Netzzugang zu den Fernleitungsnetzen werde deutlich einfacher werden.

Ernst Swietly

DJG/esw/emk/28.12.2012

Jede Woche Infos für das Energie-Management!

DOWJONES
Energy Weekly

bietet Ihnen wöchentlich:

- Hintergrundberichte namhafter Fachautoren
- Informationen zu Marketing und Vertrieb
- Bewertungen energie-relevanter Ereignisse der Woche

Testen Sie kostenlos und unverbindlich!*

*einen Monat lang per E-mail

Kontakt:

+49 (69) 29 72 52 81

esther.delasheras@dowjones.com