Portfoliomanagement oder doch Vollversorgung?

Helmut Kusterer und Steffen Rothe

Portfoliomanagement oder doch Vollversorgung? Eine Frage, die dieser Tage viele Energieunternehmen beschäftigt. Die Frage könnte auch lauten: „Marktpräsenz, Verantwortung, Chancennutzung und Risikoübernahme oder doch Komfort, Sicherheit und freie Kapazitäten, um sich auf wichtige Kundenbelange konzentrieren zu können?“ Die Antwort ist keine reine Glaubensfrage, sondern lässt sich aus den aktuellen Marktentwicklungen und -gegebenheiten ableiten.

Zunehmende Kundenwechsel, der Verfall der Kapitalverzinsungsfähigkeit bei Stadtwerken und Weiterverteilern, Atomisierung der Geschäftsgrößen, steigender Margendruck und somit wachsender Kostendruck erzwingen eine Bündelung von Funktionen auf einzelne Personen in den Unternehmen. Dies führt konsequenterweise eher zu einfachen und aufmerksamkeitsarmen Produkten wie Vollversorgung. Andererseits bleiben dann aber jede Menge Marktchancen dann ungenutzt. Jeder Koch weiß aber: Man kann nicht auf allen Platten gleichzeitig kochen.

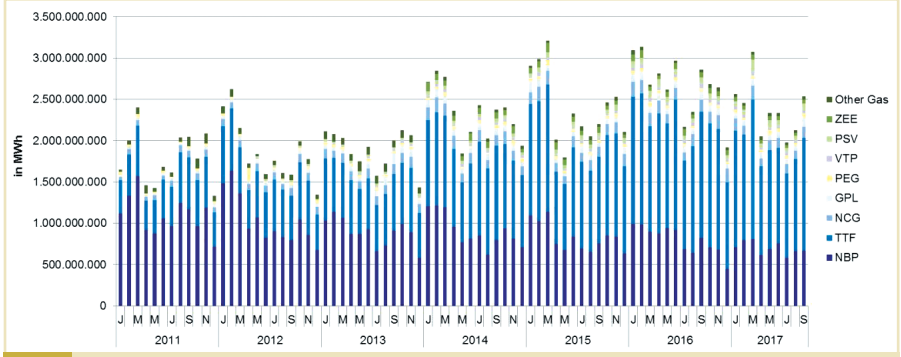

Abb. 1 **Entwicklung der europäischen Gashandelsplätze, Quelle: LEBA – Monthly Volume Report; eigene Darstellung**

Entwicklung der Handelsplätze

Was ist am Markt passiert? Wir sehen immer liquider werdende Handelsplätze, deren Preise zunehmend stärker korrelieren (Abb. 1). Die Handelsvolumen beim Gas haben in den letzten Jahren stetig zugenommen. An den beiden deutschen Handelsplätzen NCG und GPL werden bevorzugt Spotprodukte liquide gehandelt. Andere Handelsplätze wie NBP oder TTF haben ihre Stärken bei Terminprodukten, wobei die klaren Gewinner die kontinentalen Marktplätze sind. Die Markterwartung der PEGAS kommt in Abb. 2 zum Ausdruck.

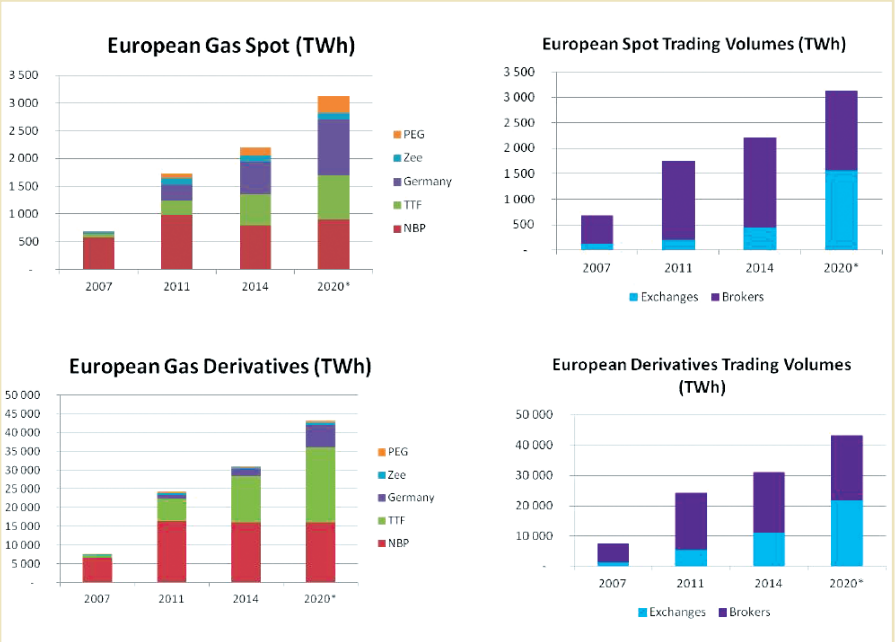

Abb. 2 **Entwicklung der Handelsvolumen, Quelle: PEGAS; E. Laege 2015**

Steigende Liquidität führt selbstverständlich zu höherer Preistransparenz, was die oben genannten Entwicklungen stützt. Dennoch bleiben die Fragen: Traue ich den Märkten und verlasse mich bei der Beschaffung auf diese? Traue ich den Preissignalen des Marktes? Welche Alternativen habe ich?

Preissignale

Nachfolgend sehen wir beispielsweise den Verlauf des DA. Der Einfachheit wegen haben wir uns auf die Darstellung des NCG-DA beschränkt. Trauen wir den Preissignalen des DA-Marktes, dann können wir auch die Beschaffungsstrategie darauf ausrichten.

Beispielsweise sehen wir in den Jahren 2012 und 2013 deutliche Knappheitssignale in Form von Preispeaks (Abb.3). Es gibt also ein Preisspitzenrisiko. Ebenso sehen wir den Ölpreisverfall im Jahre 2014 im Preisverlauf des DA. Setzen wir aber bei einem virtuellen DA-Beschaffungsprofil den Anteil der Spitzen ins Verhältnis zum mittleren Jahrespreis (kaufe jeden Tag 1/365 des Bedarfs), dann sehen wir für 2012 etwa 0,86% und in 2013 etwa 1,36% Spitzenpreisrisiko am Portfoliowert. Aus Gründen der Kalkulationssicherheit, und dies ist der in der Praxis der Portfoliobewirtschaftung zutreffende Fall, werden je-

doch stattdessen liquide gehandelte Termin-Produkte gekauft, z.B. Cal 18, und diese werden kaskadiert. Dazu müssen wir das Umschichtungsrisiko analysieren, also die Spreads zwischen den länger- und kurzfristigeren Terminprodukten und auch zum DA.

Schauen wir uns in Abb. 4 die Spreads zwischen einzelnen Produkten z.B. YA zu SWA, SWA zu MA oder MA zu DA an, sehen wir teilweise kleine Spreads. Diese wiederum sind auch ein Indikator für hohe Marktliquidität. Hohe Liquidität wiederum begünstigt den Kauf von Handelsprodukten, mit denen sich absatzseitige Kalkulationssicherheit darstellen lässt. Spreads zwischen Spot- und Terminprodukten sind auch ein Indikator für den Wert von Flexibilität.

Abb. 3 **Entwicklung des EEX NCG Day Aheads (in €/MWh); Quelle: EEX; eigene Darstellung**

erwarten wir bei den Flexibilitätskosten? Hierzu schauen wir uns einige fundamentale Entwicklungen an.

Marktperspektiven

Zum einen gibt es einen starken politischen Willen zur Schaffung eines europäischen Energie-Binnenmarktes – mit weiterer Vergrößerung des Marktvolumens und Vereinheitlichung der Preise – und zum anderen werden die Anbindungen dieses Marktes weiter diversifiziert. Beides hält per se den Wert von Flexibilität stark unter Druck. Jede neue Pipeline trägt zur Erhöhung der Flexibilität an den Importpunkten bei und dämpft damit potentielle Erholungstendenzen des Flexpreises. Die LNG-Ströme nach Europa können technisch signifikant gesteigert werden. Anhaltend niedrige Ölpreise drücken ebenfalls auf die Preise ausgewählter Pipelinegas- und LNG-Importmengen. An dieser Front werden keine Knappheitssignale generiert.

Neben liquiden Hubs und leistungsfähigen Importpunkten verfügen wir zudem über stark angewachsene Speichervolumina mit stark angestiegenen Ein- und Ausspeiseleistungen (Abb. 5). Das üppige Angebot an Speicherkapazität deckelt ebenfalls die Flexpreise und führt zu einer zunehmend schwierigen finanziellen Situation der Speicherbetreiber, zumal der Trend zu immer kürzeren Vertragslaufzeiten die langfristige Speicherbuchung und somit eine planbare Speicherauslastung schwieriger machen. In der Folge haben wir nicht nur einen Wettbewerb bei Handelsprodukten, sondern es kommt konsequenterweise auch zu einem preisdämpfenden Wettbewerb zwischen Flexibilitäten aus Speichern und an den Importpunkten und zunehmend via Broker gehandelten Flexibilitäten. Flexhub ist hierfür ein gutes Beispiel.

Was ist noch zu beobachten? Wir sehen über die Zeit keine signifikante Variation der DA-Spreads, wogegen wir bei den Sommer-Winter-Spreads einen sehr ausgeprägten Verfall sehen. Die Sommer-Winter-Spreads waren in der Vergangenheit für Speichernutzer wesentlich attraktiver und neben der immer wieder angemahnten Versorgungssicherheit die treibende Kraft der Speichernutzung (Abb. 6). Speicherbetreiber können die margenreduzierten Saisongeschäfte nur schwer über kurzfristige Nutzung durch Handelsaktivitäten kompensieren, da die Spreads im Kurzfristbereich, wie oben gezeigt, nicht auskömmlich sind. Zudem werden Kurzfristbuchungen an den Speichern durch Aufschläge deutlich schlechter gestellt. Angesichts der oben beschriebenen Umfeldentwicklungen ein völlig unverständliche „Gebührenstruktur".

Abb.4 **Entwicklung verschiedener Produkt-Spreads, Quelle: EEX, eigene Berechnung und Darstellung**

So lautet am Ende die Frage: Umschichtung mit DA-Spreadrisiko, welches bei einer strukturierten Beschaffung beim Einkäufer liegt, oder doch Vollversorgung mit integrierten Flexibilitätskosten und Risikoverlagerung auf den Lieferanten? Welche Entwicklungen

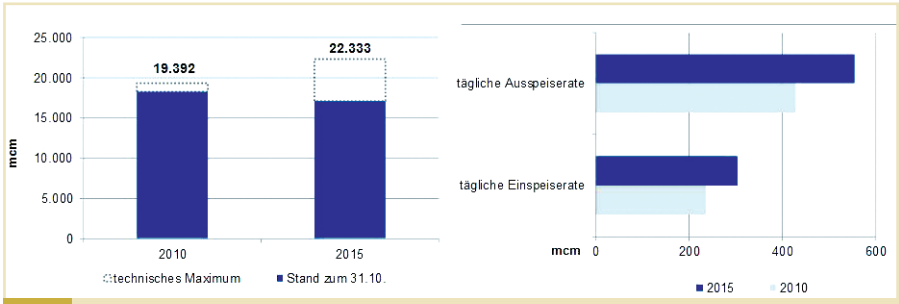

Abb. 5 **Entwicklung der Speichervolumen und der Speicherleistungen, Quelle: GSE, eigene Darstellung**

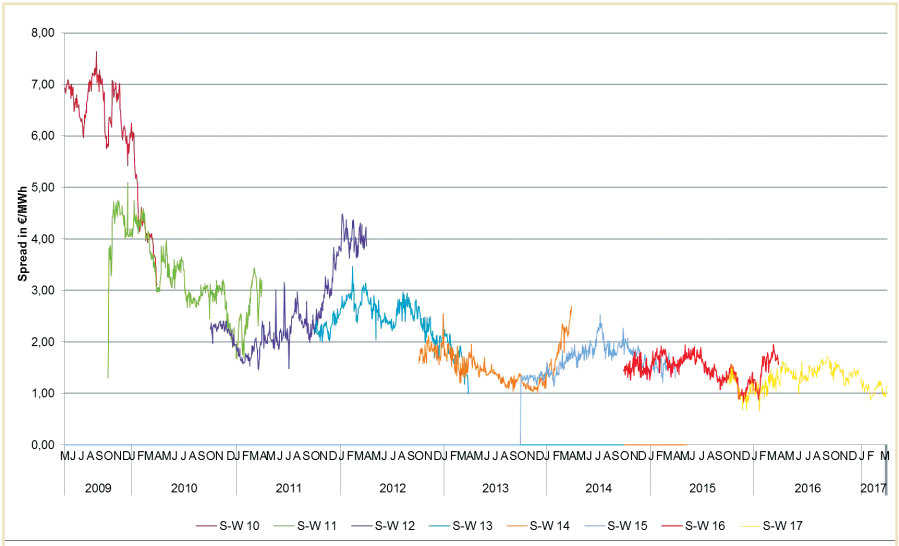

Abb. 6 **Entwicklung der jeweiligen Sommer-Winter-Spreads Quelle: EEX, eigene Berechnung und Darstellung**

Diesen preisdämpfenden Marktperspektiven stehen absatzseitig weitere „bearishe" Effekte gegenüber. Die Stichworte sind: zunehmende Energieeffizienz, Demand Side Management, Ausbau der Erneuerbaren und Sektorkopplung, oder vereinfacht gesagt: Strom im Wärmemarkt. Ein wachsendes Flexibilitätsangebot für immer weniger Marktvolumen.

Was nun?

Ein Unternehmen, welches strukturiert beschafft, nutzt dafür einen eigenen Bilanzkreis, besitzt idealerweise einen eigenen Handelszugang und hat eigene Personalressourcen für die daraus resultierenden operativen Anforderungen gebunden. Es hat also PFM-Kosten. Die Kosten des Handelszugangs und Teile der notwendigen Personalressourcen lassen sich zum Teil ggfs. externalisieren und als Dienstleistungen am Markt beschaffen.

Am Ende stellt sich aber dennoch die Fragen, ob der Gesamtaufwand, risikoadjustiert verzinst, erwirtschaftet werden kann und wieviel Know-how im Haus verbleiben soll, damit man in veränderten Marktsituationen reaktionsfähig bleibt. Natürlich gibt es auch Mischformen. Hier liegt eine Analogie zum liquideren Finanzmarkt nahe. Im Finanzsektor schlagen nur wenige aktiv gemanagte Fonds dauerhaft den Index. In der Gaswelt wäre das Pendant der filigrane, automatisch bewirtschaftete Tranchenvertrag.

Vermutlich wird eine strukturierte Beschaffung für ein „kleines" Portfolio ein eher ungünstiges Ergebnis liefern, da die „PFM-Kosten" auf das „kleine" Volumen umgelegt werden müssen. Einmal mehr gibt es keinen „Königsweg" mit dem alle Anforderungen erfüllt werden können. Für kleinere Portfolien dürften Tranchenmodelle die attraktivere Lösung sein, wogegen größere Portfolien mit einer strukturierten Beschaffung kostengünstig bewirtschaftet werden können.

Beide Beschaffungsansätze erfordern aber, wenn der Markt genutzt werden soll, zum einen eine sorgfältige Beobachtung und Analyse desselben. Beide Modelle erfordern ein wirksames Risikocontrolling und eine Vorgabe oder Vorstellung, über welchen Zeitraum verteilt die benötigten Mengen zu beschaffen sind. Darüber hinaus erfordern beide Beschaffungsmodelle eine Ergänzung der subjektiven Entscheidungskriterien um objektive und systematische Chart-Analysen und Überlegungen in Form rechnergestützter Algorithmen, die eine Vielzahl an Marktinformationen verarbeiten. GVS und ENERGIEUNION bieten beide Beschaffungsoptionen an und beraten und unterstützen Kunden in allen marktanalytischen Fragen.

Verwendete Abkürzungen

YA	Year Ahead
SSA	Season Summer Ahead
SWA	Season Winter Ahead
QA	Quarter Ahead
MA	Month Ahead
DA	Day Ahead
PFM	Portfoliomanagement
NCG	NetConnect Germany
GPL	Gaspool Balacing Service
TTF	Title Transfer Facility
NBP	National Balacing Point

H. Kusterer, GVS, Stuttgart; Dr. S. Rothe, ENERGIEUNION, Schwerin
h.kusterer@gvs-erdgas.de
rothe@energieunion.de