

GASMARKT-TELEGRAMM

Ausgabe Oktober 2013 - Inhalt

- **Speicherstände**
Entwicklung der deutschen Speicherfüllstände
- **Energiemärkte**
Spanien
- **Gasflüsse**
Veränderung der Erdgas-Importstrukturen in Italien
- **LNG**
Neue Spielregeln im baltischen Raum
- **Energieeffizienz**
Energieeffizienz im Wärmemarkt
- **Gastkommentar**
Händler im Fokus

Disclaimer

Diese Daten und Informationen wurden von uns sorgfältig zusammengestellt. Da sich jedoch Fehler nie ganz ausschließen lassen, können wir keine Gewähr für deren Richtigkeit übernehmen und bitten diesbezüglich um Verständnis. Gastkommentare sind die Meinung des Verfassers und müssen nicht mit der Meinung der Redaktion identisch sein. Die Autoren der GVS bestätigen hiermit, dass es sich um eine persönliche Sicht der Themen handelt und damit kein Einfluss auf Kundenbeziehungen oder GVS-Geschäftsvorgänge ausgeübt wird. Das Gasmarkt Telegramm wird an alle Empfänger gleichzeitig versendet. Es findet keine Bevorzugung Seitens GVS statt.

Speicherstände

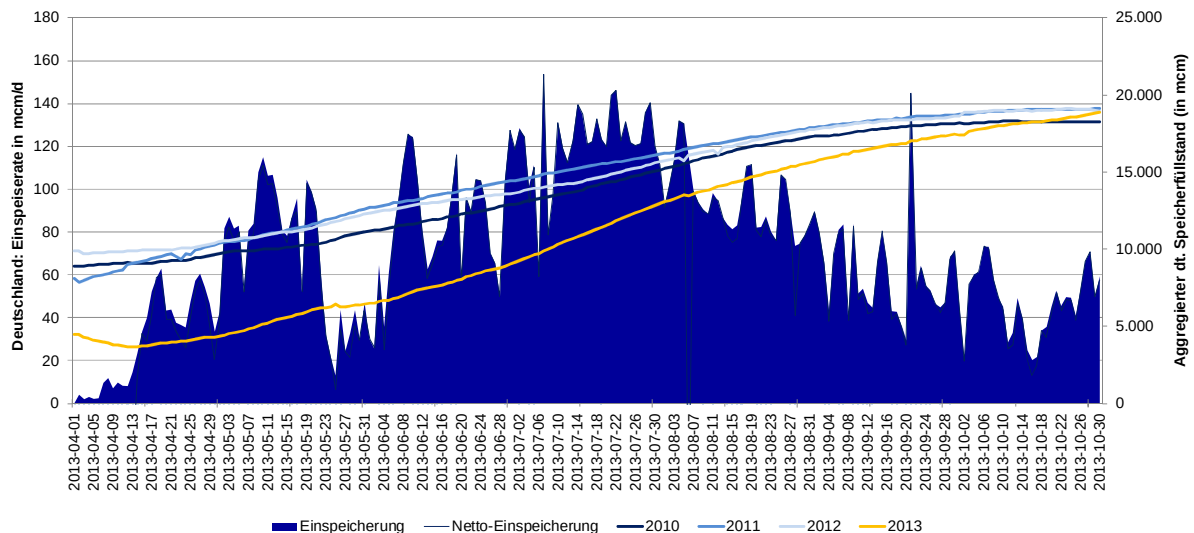


Abbildung 1: Entwicklung der täglichen Einspeiserate und der Speicherfüllstände in Deutschland; **Quelle:** GSE

Entwicklung der deutschen Speicherfüllstände

- Im Oktober wurde eine große Menge an Gas in Deutschland eingespeichert, in Summe 1.409mcm (Stand 31.10.2013). Dies führt zu einem aktuellen Füllstand von 18.884mcm (90,06%).
- Die überdurchschnittlich warmen Temperaturen der letzten Wochen führten zu einem deutlichen Anstieg der täglichen Einspeicherraten.
- Wie nachfolgende Grafik veranschaulicht, ist der Speicherfüllstand (1.Okt. = 100%) im Oktober signifikant stärker angewachsen, als in den letzten drei Jahren. Ausgehend von einem normierten Wert zum jeweils 1. Oktober wuchs er dieses Jahr um knapp 8%, während die Vorjahre lediglich eine etwa 2%ige Zunahme verzeichneten. Mittlerweile wurde bereits der 2010er Speicherfüllstand wie er Ende Oktober vorherrschte erreicht und übertroffen. Die Vergleichswerte aus 2011 und 2012 sind mit einem Abstand von 236 mcm, bzw. 56 mcm nahezu ebenfalls erreicht.
- Die Befürchtungen, die Speicher könnten nach dem niedrigen Speicherfüllstand Ende letzten Winters nicht wieder ausreichend gefüllt werden, haben sich somit nicht bewahrheitet.

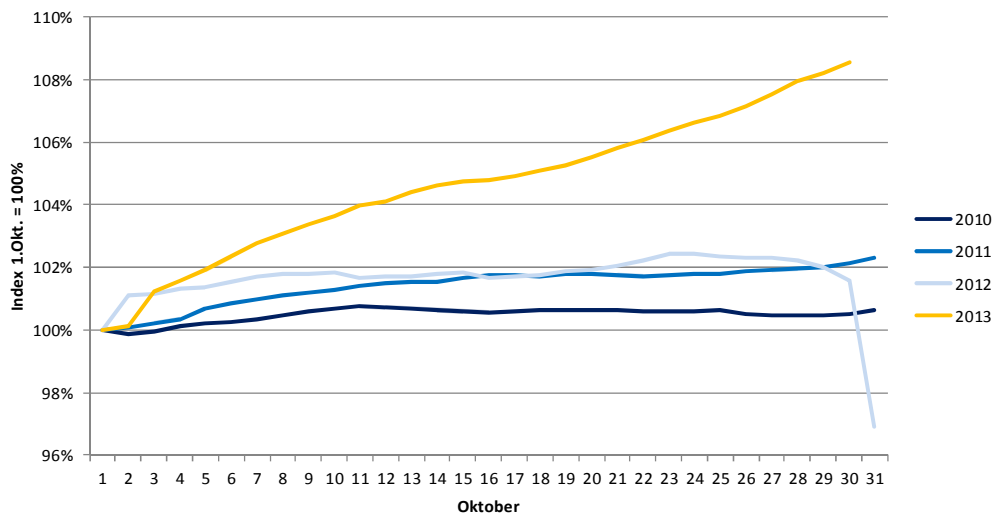


Abbildung 2: Entwicklung Speicherfüllstand in Deutschland (1.Okt. = 100%); **Quelle:** GSE; eigene Berechnung

- Auch in den anderen europäischen Ländern sind mittlerweile hohe Speicherfüllstände erreicht. Selbst in UK, das zwar über ein absolut betrachtet geringeres Speichervolumen verfügt und dessen Marktmodell sich deutlich von denen des europäischen Festlandes stark unterscheidet, konnte mittlerweile ein Niveau von 99% erreicht werden. Dies ist insbesondere für diese Gasmärkte von Bedeutung, da sich Versorgungsengpässe in UK in der Regel unmittelbar auf die Preise am NCG oder TTF auswirken. Allerdings dürfte vor allem die Verfügbarkeit von ausreichenden Gasimporten in UK die Schlüsselgröße für die kommenden Monate sein. Das Speichervolumen reicht bei Weitem nicht aus, so dass stetige Importe (Pipeline gas und/oder LNG) notwendig sind.

Energiemärkte

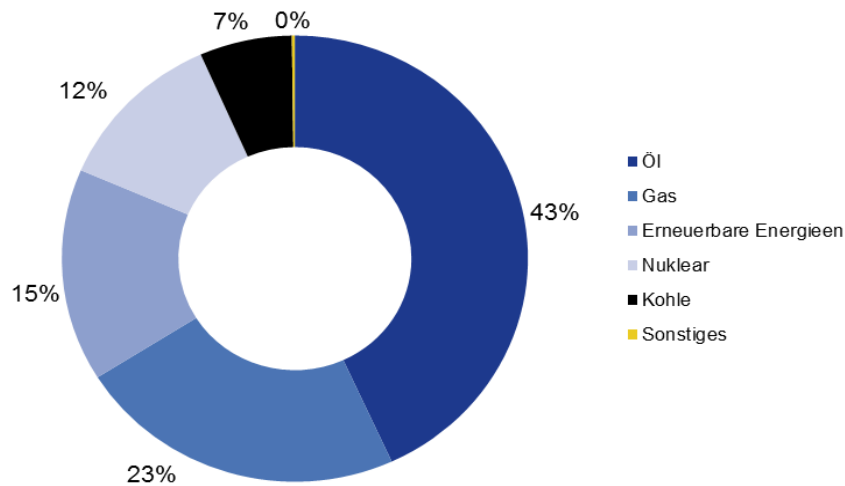


Abbildung 1: Primärenergieverbrauch Spanien 1.Halbjahr 2013; Quelle: IDEA

Spanien

Das Land auf der iberischen Halbinsel zählt mit einem Erdgasverbrauch von 317 TWh zu den größten Verbrauchern in Europa und weltweit zu den größten LNG Importeuren.

- Der Verbrauch von Öl dominiert, aufgrund des Transportsektors, weiterhin den spanischen Primärenergieverbrauch. Seit Jahren rückläufig ist der Einsatz von Kohle. Der Kohleanteil ging von 15% (2005) auf aktuell 7% zurück. Allerdings bleibt festzustellen, dass ab dem Jahr 2011 Spanien wieder vermehrt auf Kohle setzt. Der Kohleverbrauch hat sich von 2010 (17,5 Millionen Tonnen) auf 2012 (30,6 Millionen Tonnen) nahezu verdoppelt (zum Vergleich: Deutschland verbrauchte 289 Millionen Tonnen in 2012). Die einheimische Kohleproduktion wird mit Fördergeldern subventioniert, die mit Kohle befeuerten Kraftwerke erhalten einen bevorzugten Zugang ins Stromnetz, die Folge ist, dass Kraftwerksbetreiber Kohle den erneuerbaren Energien vorziehen.
- Dabei sollte der Anteil der erneuerbaren Energien steigen. Zu diesem Zweck verabschiedete das spanische Kabinett in 2011 einen Plan der erneuerbaren Energien („Plan de Energías Renovables, PER“). Dieser sieht vor, bis 2020 einen PEV-Anteil von 20,8% mit erneuerbaren Energien zu decken. Die von der EU geforderten 20% würden also leicht übertroffen. Spanien setzt vor allem auf die Windkraft (Onshore) und Solarenergie. Bereits heute ist Spanien nach Deutschland der zweitgrößte Produzent von Windenergie. Der Plan sieht weiterhin einen Rückgang an Erdöl vor (Rückgang auf 36%), der Einsatz von Erdgas soll moderat auf 27% steigen und Kohle auf dem aktuellen Niveau von 7% bleiben.

Die anfallenden Kosten zur Erreichung der Ziele sind mit 24,7 Mrd. Euro veranschlagt, dem gegenüber stehen 29 Mrd. Euro an Ersparnissen, vor allem aus vermiedenen Importen und der geringeren CO₂-Emmission.

- Spanien deckt seinen Erdgasbedarf vornehmlich über LNG ein. In 2012 waren 55% der importierten Mengen LNG-Mengen. Die restlichen Mengen werden über Pipelineverbindungen aus Frankreich, im Wesentlichen aber aus Algerien abgedeckt. Trotz rückläufiger LNG-Importe war Spanien in 2012 der drittgrößte LNG-Importeur weltweit, hinter Japan und Südkorea. Bereits seit der Finanzkrise 2008 gehen die LNG-Importe zurück (siehe neben stehende Graphik). Grund hierfür ist sicherlich der gesunkene Verbrauch der spanischen Industrie, die sich seit der Finanzkrise nicht erholt hat. Angestiegen dagegen sind Mengen aus den nordafrikanischen Pipelineverbindungen, deren Anteil an den Gesamtimporten in 2012 auf 36% angestiegen ist. Es wurde LNG durch Pipelinegas ersetzt und LNG wurde in höherpreisige Märkte re-exportiert. Ein Beispiel für die funktionierenden LNG-Märkte.

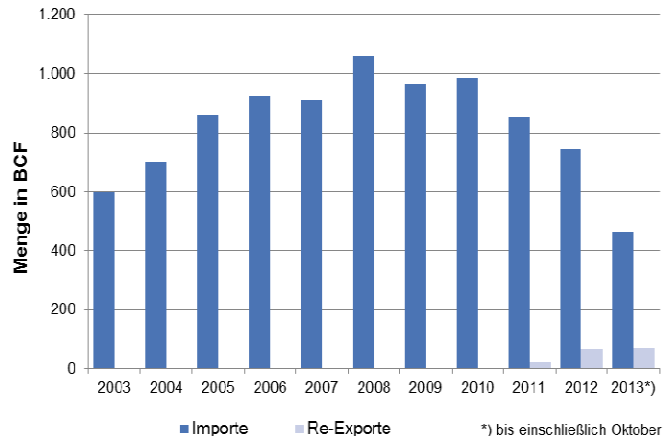


Abbildung 2: Spanische Importe und Re-Exporte; Quelle: Waterborne

- In 2013 setzt sich der begonnene Trend fort. Der Anteil von LNG ist per August auf 41% gesunken, die Pipelinegas Mengen aus Nordafrika sind auf 50% gestiegen (die restlichen Mengen gelangen über Frankreich nach Spanien). Demzufolge nahmen auch die Re-Exporte weiter zu. So wird bereits per Oktober der Vorjahreswert übertroffen. Der Rückgang an LNG-Importen führt allerdings zu einer stark nachlassenden Auslastung der Terminals. In 2012 wurde lediglich ein Drittel der verfügbaren Kapazität ausgeschöpft. Geht das lange gut? Sehen wir eventuell bald Schließungen von spanischen Terminals?
- Zukünftig könnte zudem algerisches Pipelinegas über Spanien nach Mitteleuropa gelangen. EU-geförderte Reverse-Flow Projekte sollen dies möglich machen. Für spanische Unternehmen bestünde dann die Möglichkeit die LNG Regas-Terminals als Speicher in Europa anzubieten oder Gas nach NW-Europa zu exportieren. Spanien könnte ein europäischer LNG Hub werden.

Im Grunde sehen wir in Spanien die gleichen Entwicklungen wie in den anderen großen energieintensiven Volkswirtschaften Europas. Der Energieverbrauch geht zurück, Kohle wird wieder verstärkt eingesetzt und es wird an dem Ausbau der erneuerbaren Energien gearbeitet.

Gasflüsse

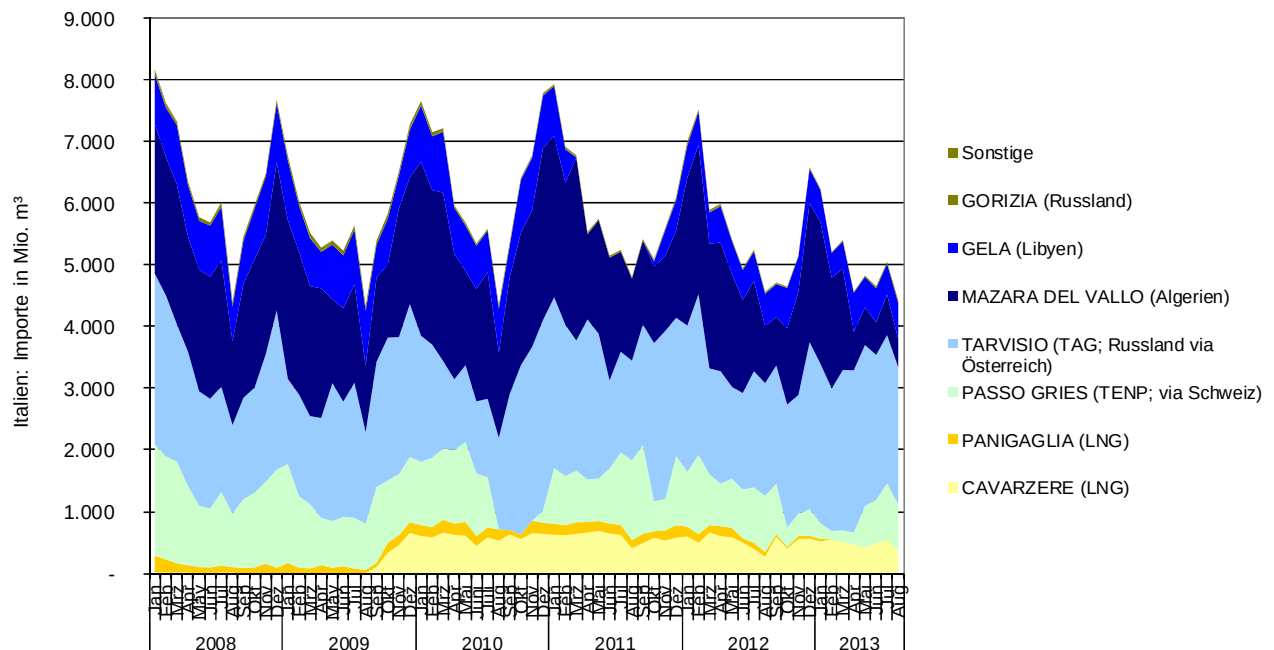


Abbildung 1: LNG- und Pipelineimporte Italien; **Quelle:** Ministero dello Sviluppo Economico

Veränderung der Erdgas-Importstrukturen in Italien

- Der italienische Gasmarkt verändert sich. Neben einer geringeren Nachfrage ändert sich seit einigen Monaten auch die Bezugsstruktur der Erdgasimporte.
- Zum einen fiel trotz kühler Temperaturen der winterliche Importpeak niedriger aus als in den vergangenen Jahren und die Gesamtnachfrage ist rückläufig. Eine Entwicklung die der italienische Markt mit dem deutschen gemeinsam hat.
- Weiterhin ist ein auffallend starker Rückgang der Importe aus Algerien zu verzeichnen. Seit April 2013 sind diese aufgrund der politischen Situation in Algerien signifikant zurückgegangen und betragen in den letzten Monaten nur noch weniger als die Hälfte der Vorjahresimportmengen.
- Die rückläufigen Importmengen aus Algerien werden jedoch durch erhöhte Importe aus Russland (über die TAG) kompensiert. Diese Veränderung resultiert nicht nur aus der politischen Krise in Nordafrika, sondern auch aus den nachverhandelten Preisnachlässen von Italien mit Russland. Letztere führen nun zu einem größeren russischen Anteil in der italienischen Erdgas-Bezugsstruktur. Dies bedeutet jedoch auch, dass in Peakzeiten (Winter) der TAG Pipeline eine größere Bedeutung zukommt. Es stellt sich aber auch die Frage wie groß die italienischen Bezugsverpflichtungen in Russland wirklich sind?

- Auch die italienischen LNG-Importe sind zurückgegangen. Am Panigaglia-Terminal in La Spezia kommt seit Februar kein LNG mehr an und auch die Mengen des Adriatic LNG Terminals in Cavarzere bei Rovigo sind etwas rückläufig. Dies vor dem Hintergrund, dass ein weiteres LNG Termin hinzukommt.
- Neben den Pipelineimporten aus Russland gab es auch Veränderungen bei den Importen der TENP, die niederländisches Gas über die Schweiz nach Italien transportiert. In den ersten acht Monaten 2013 wurde nur noch etwas mehr als die Hälfte der Menge der Vergleichsmonate 2012 importiert. Insbesondere die Wintermonate fielen hierbei signifikant geringer aus. Geringere Gasflüsse durch die TENP bedeuten jedoch auch nicht voll ausgelastete Kapazitäten.
- Vor wenigen Monaten ist nun aber die Entscheidung gefallen, ab 2019 Gas aus Aserbaidschan über die Trans-Adria-Pipeline (TAP) nach Italien zu importieren. Die TAP soll dabei 10 Mrd. m³ / Jahr transportieren und würde Italien wieder unabhängiger von russischem Gas machen.
- Fazit: Es scheint, dass Italien einer Art Oversupply entgegenstrebt.

LNG



Abbildung 1: Gaspipelines im Baltikum; Quelle: EEGA

Neue Spielregeln im baltischen Raum

Litauen ist bei der Gasversorgung abhängig von Gazprom. Alle Mengen werden von dem russischen Unternehmen über Pipelines nach Litauen geliefert. Das könnte bald ein Ende haben.

- Der Gasverbrauch in Litauen lag in 2011 bei rund 33 TWh. Im Vergleich zu anderen europäischen Nationen ist der Verbrauch gering. Aber gerade hier zeigt sich am deutlichsten die Bestrebung sich von der Gazprom zu lösen. Litauen wird zu 100 Prozent von Gazprom beliefert. Ein Effekt aus diesem Monopol sind die vergleichsweise hohen Preise die Litauen für den Gasimport bezahlen muss. Laut dem Quartalsbericht für den europäischen Gasmarkt der europäischen Kommission hat Litauen die höchsten Importpreise in Europa. Auch wenn die Preise nur geschätzt werden können, liegen sie um gut ein Drittel höher als zum Beispiel in Deutschland. Eine Alternative zur Gazprom gibt es jedoch momentan nicht, und so hat Litauen aktuell keine Möglichkeit Preisnachlässe einzufordern.
- Noch gibt es die Alternative nicht - aber bald. Denn in Südkorea wird ein schwimmendes LNG-Terminal für Litauen gefertigt. Ende 2014 soll es vor Klaipėda andocken. Die Kapazität der Anlage soll anfangs bei zwei Milliarden m³ liegen, später kann sie auf vier Milliarden m³ ansteigen. Damit würde sie ausreichen, um ganz Litauen mit Gas zu versorgen und noch etwas zu

exportieren. Für den gesamten baltischen Raum würden sich dann die Spielregeln ändern.

- Möglich wurde diese Alternative durch das dritte EU Energiepaket (Trennung von Handel und Netz). Der nationale litauische Versorger Lietuvos Dujas (an dem Gazprom und E.ON zu je 34 % beteiligt sind) hat sein Leitungsnetz in die neue Gesellschaft Amber Grid ausgegliedert. Zusätzlich müssen Gazprom und E.ON ihre Stimmrechte am Unternehmen aufgeben. Eine Einflussnahme auf neue Marktteilnehmer oder gar Sanktionsmaßnahmen sind dann nicht mehr möglich. Das kommende LNG-Terminal kann sich also schon positiv auf die laufenden Verhandlungen zwischen Lietuvos Dujas und Gazprom auswirken.
- Neben Litauen sind gerade Polen und die Ukraine sehr aktiv in der Reduzierung der Abhängigkeit von russischem Gas. In Polen zum Beispiel wird ein LNG-Terminal gebaut, das ebenfalls im Juni 2014 in Betrieb gehen soll. Zudem hat Polen große Kohlevorkommen, die per se schon größere Unabhängigkeit von russischem Gas bieten.

Das schwimmende LNG-Terminal wird den Gasmarkt in Litauen und auch im baltischen Raum verändern. Litauen hat zukünftig mit der Alternative LNG eine deutlich bessere Verhandlungsposition als zuvor - egal wie viel LNG letztlich bezogen wird.

Energieeffizienz

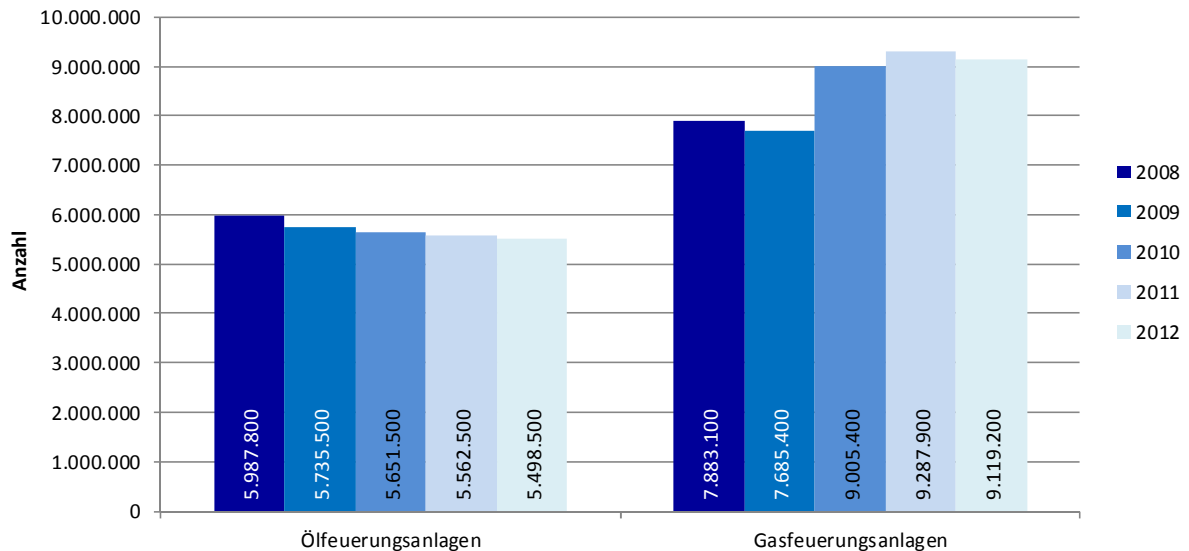


Abbildung 1: Entwicklung der Öl- und Gasfeuerungsanlagen in Deutschland; **Quelle:** Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks 2013

Energieeffizienz im Wärmemarkt

- Im Vergleich zur absoluten Anzahl an Ölfeuerungsanlagen, deren Anzahl seit Jahren abnehmend ist, weist die Zahl der Gasfeuerungsanlagen eine signifikant andere Trendkurve auf: Für die Summe aller Wohnungen (Bestand und Neubau) liegt Erdgas mit 49,2% deutlich vorne. Heizöl verfügt über einen Anteil von 29% und ist nahezu ausschließlich im Bestand zu finden.
- Insbesondere im Neubau wird nach Angaben des BDEW Erdgas in nahezu der Hälfte (48,1%) der Wohnungen eingesetzt, während Heizöl in nur 0,9% der Wohnungen Einsatz findet. Nichtsdestotrotz ist der Anteil von Erdgas im Neubau abnehmend.
- Sehr viele Heizungsanlagen sind veraltet und verfügen somit nicht mehr über den Stand der Technik. Bei rund 18 Millionen Wohngebäuden sind dies rund 75%, d.h. nur rund 25% sind jünger als 10 Jahre. Die Sanierung der alten, ineffizienten Heizungsanlagen ist daher ökologisch sinnvoll.
- Bei einer aktuellen Sanierungsrate von 1% hätte dies einen signifikanten Effekt auf die Klimaschutz- und CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung. Immerhin

entfallen rund 40% des Endenergieverbrauchs und rund ein Drittel der CO₂-Emissionen auf den Wärmemarkt.

- Das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 scheint aktuell in weiter Ferne.
- Die Verabschiedung der Novelle der Energieeinsparverordnung (EnEV 2014) Mitte Oktober, die den Anforderungen der EU Rechnung trägt und die Energieeffizienzanforderungen im Wärmemarkt verschärft, wird dazu keinen nennenswerten Beitrag leisten können, denn das Potential liegt im Altbestand.
- Eine gesteigerte Energieeffizienz im Wärmemarkt bedeutet jedoch auch eine geringere Nachfrage nach Energie und somit Rückgang von Steueraufkommen. So ist der Energieverbrauch der Privathaushalte über die Jahre auf 667 TWh gesunken, wobei etwa 70% der verwendeten Energie dabei für Heizen verwendet wird.
- Durch die Aufhebung des Verbots von Nachtspeicherheizungen Mitte Mai wird der weitere Einsatz der rund 1,5 Mio. Nachtspeicherheizungen auch nach 2019 ermöglicht. Die schnelle Sanierung oder Austausch dürfte unterbleiben. Der Einsatz hochwertiger Energie aus erneuerbarer Erzeugung scheint fragwürdig, denn was passiert im Winter, wenn gewöhnlicher Weise die Sonne weniger scheint und weniger Wind weht? Strom aus fossiler Erzeugung? Der Einsatz von Kohlekraftwerken dürfte vor dem Hintergrund der CO₂-Minderungsziele keine wirkliche Option sein.

Gastkommentar



Dr. Jan Haizmann LL.M.
Geschäftsführer
Commodity Compliance Solutions GmbH

Händler im Fokus: Was steht hinter der Diskussion um Finanzmarktregulierung und was sind die Folgen für den Handel? Auf was müssen sich Unternehmen einstellen?

Worauf muss sich der Handel einstellen und Warum?

Dr. Jan Haizmann ist Geschäftsführer des Commodity Compliance Solutions GmbH (CCS). Die Ausführungen des Autors sind rein persönlicher Natur. CCS wurde als Nischen-Beratungsgunternehmen an der Schnittstelle zwischen Energiewirtschaft und der Finanzregulierung Anfang 2013 gegründet. CCS-Partner sind Filip Sleeuwagen und Dr. Jan Haizmann.

Hintergrund der Problematik: Warum machen wir uns es so schwer?

Derzeit sehen sich die europäischen Rohstoff- und Energiemärkte dem Risiko ausgesetzt, nach dem Gießkannenprinzip von der Regulierung der Finanzmärkte mit umfasst zu werden, obwohl sie doch nur ihrer Aufgabe nachgehen, den Liberalisierungsprozess der Energiemärkte umzusetzen. Organisierte Rohstoffmärkte haben schon bestanden, lange bevor Banken erstmals in diesen Märkten tätig wurden. Ölproduzenten, Stromerzeuger, Autobauer, Fluggesellschaften bzw. kaufen und verkaufen Rohstoffe auf Termin, um Risiken aufgrund von Produktions-, Verbrauchs- oder Preisschwankungen unter Kontrolle zu halten. Im Gegensatz zur Bankenwelt bieten die Industrieteilnehmer an den Rohstoffmärkten keine Investmentprodukte oder Anleihen für Privatleute an, sie nehmen nicht deren Spargroschen und sind nicht in das komplexe Netz des weltweiten Finanzsystems eingebettet. Sie stellen damit auch kein Risiko für dessen Stabilität dar.

Trotz der nicht vorhandenen Verbindung zwischen Rohstoffmärkten und der Finanzmarktkrise fordern Regulatoren immer mehr die Anwendung der Finanzmarktregeln auch auf die Rohstoffmärkte wegen der angeblichen Spekulationsgefahr und der Preisvolatilität.

Braucht der Handel die Finanzregulierung?

Immer wieder werden drei wesentliche Gründe angeführt, warum Regulatoren die Ausweitung der Finanzgesetzgebung auf die Rohstoffmärkte fordern: die Beseitigung systemischer Risiken, der Schutz von Endverbrauchern und die Kontrolle der

Preise bzw. der Volatilität. Darauf gibt es einfache Antworten:

- Rohstoffmärkte und deren Teilnehmer stellen kein systemisches Risiko für die Finanzsysteme dar.
- Endverbraucher oder Sparer müssen in Rohstoffmärkten nicht besonders geschützt werden.
- Die Preise hängen vom Wert realer Produkte ab. Jedem Rohstoffhandel liegen ein physisches Gut, die tatsächlich anfallenden Produktionskosten, der Transport und die Kundennachfrage zugrunde.

Was sind die auf dem Tisch liegenden Regularien?

Das Kernstück der auf den Handel zukommenden Finanzmarktregulierung ist die Richtlinie über Märkte in Finanzinstrumenten (sog. MiFID). Die MiFID reguliert „summa summarum“ die Lizenzierung von Finanzinstituten, die Arbeitsweise von organisierten Märkten und definiert Finanzinstrumente. MiFID ist das „Eingangstor“ zu weiteren Eckpfeilern der Bankenaufsichtsgesetzgebung, darunter vor allem die Regelung der Eigenkapitalanforderungen für Banken in der sog. Kapitaladäquanzrichtlinie (sogenannte CRD) sowie die Marktmissbrauchsrichtlinie (bekannt als MAD). Ein weiteres Element der von der Kommission aufgesetzten EU-Finanzmarktregulierung ist die Regelung der Clearingpflichten in der Verordnung für OTC-Derivatehandel, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister (bekannt als EMIR).

Während Rohstoffderivate und börsengehandelte physische Termingeschäfte jetzt schon in den Anwendungsbereich der MiFID fallen, sind spezialisierte Rohstoffhändler und Handelstransaktionen auf eigene Rechnung derzeit noch von den MiFID-Bestimmungen ausgenommen. Diese Ausnahmen sind vorgesehen worden, da kommerzielle Nutzer von Rohstoffderivaten kein systemisches Risiko bergen oder mit Investoren interagieren. Die Ausnahme für Rohstoffhändler läuft mit der Neufassung der MiFID (sogenannte MiFID II) aus. Diese tritt wahrscheinlich 2015 in Kraft.

Wie wird die Finanzmarktregulierung die europäischen Rohstoffmärkte aus heutiger Sicht beeinträchtigen?

- Weniger Marktteilnehmer

Die direkten Kosten für die Gründung einer eigenständigen Bank durch Rohstoffhändler und die erweiterten Risikomanagementanforderungen werden kleine Marktteilnehmer zum Ausstieg aus dem Markt oder zu Kooperation untereinander zwingen.

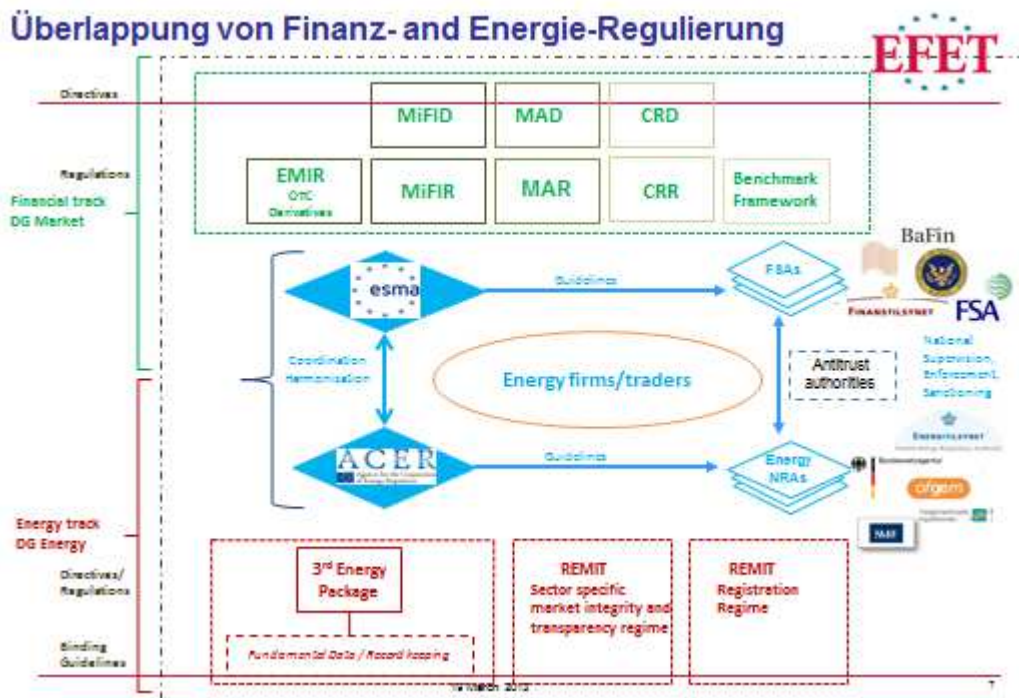
- Weniger Marktvolumen, weniger Liquidität und höhere Risikomanagementkosten.

Größere spezialisierte Rohstoffhändler werden ihr Handelsvolumen verringern müssen, um die steigenden Kosten für Eigenkapitalunterlegung und Nachschusspflichten im Griff zu halten. Die Preisdifferenzen werden sich erhöhen und die Liquidität wird unvermeidbar sinken.

- Weniger Wettbewerb und Effizienz in Produktionsmärkten.

Maßnahmen, die die Marktliquidität beschneiden und Risiken verlagern, werden die Fähigkeit des Marktes schwächen, frühe Signale bei Überproduktion und Versorgungsmangel zu senden, die unverzichtbar für Investitionen in neue Produktionskapazitäten sind.

Wie können sich Unternehmen auf die Veränderungen einstellen?



Quelle: EFET (European Federation of Energy Traders)

Zu den oben genannten Regularien kommt eine differenzierte Aufsichtslandschaft von Energieaufsicht und Finanzaufsicht, auf nationaler und internationaler Ebene, hinzu. Eine nationale Umsetzung, z.B. von REMIT im sogenannten Markttransparenzstellungsgesetz und dessen europäischen „Brüdern und Schwestern“ führen zu einem kaum mehr zu durchschauenden Netzwerk von Vorschriften, deren nationale Umsetzung durchaus unterschiedlich ausgestaltet ist.

Worauf müssen sich Unternehmen einstellen?

Diverse Berichtspflichten und das Erfordernis zum Monitoring führen zu einem Bedarf nach einem Compliance Management. Unternehmen, die bspw. im Gashandel tätig sind, sollten diese Compliance-Prozesse im Unternehmen zeitnah schaffen.

REMIT IM SCHNELLZUG

REMIT ist seit dem 28. Dezember 2011 in Kraft. REMIT verbietet jeden Insiderhandel, untersagt Insiderinformationen zu nutzen, oder zur Nutzung weiterzugeben (Art. 3). REMIT enthält ein industriespezifisches Verbot von Marktmanipulation.

REMIT konkretisiert eine Pflicht zur zeitnahen Veröffentlichung von sog. „Insiderinformationen“. Da die Art der Veröffentlichung noch nicht einheitlich geregelt wurde, hat sich inzwischen eine Vielzahl von Webseiten und Plattformen im Markt gebildet, die REMIT -Informationen aufnehmen.

Weiterhin offen sind Details zur Registrierung bei der nationalen Regulierungsbehörde. Zwar ist das Format seit Juni 2012 bekannt, aber die technische Umsetzung ist heute offen. REMIT verlangt eine Meldung von „Fundamentaldaten“ an ACER und NRAs (Art. 8 Abs. 5 VO). Dies gilt auch für die Übermittlung der „Handelsdaten“ in Strom, Gas, Transport an ACER (Art. 8 Abs. 1 VO).

Die Ausgestaltung der Sanktionen bei REMIT-Verstößen ist in Deutschland 2012 durch das Markttransparenzstellengesetz erfolgt. Dieses Gesetz sieht u.a. die derzeit laufende Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas bei der BNetzA vor. Daneben gelten Meldepflichten für Erzeugungsdaten, Handelsdaten, und „von über die REMIT hinausgehenden Daten“. Was dies genau umfasst, bleibt bis dato ein offenes Geheimnis. Ein ständiges Monitoring der Entwicklung durch Unternehmen ist daher erforderlich.

EMIR IM SCHNELLZUG

EMIR (European Market Infrastructure Regulation) schafft neue Anforderungen für den Handel mit OTC-Derivatekontrakten. Nicht umfasst vom Derivatebegriff ist das physische, oft über EFET-Verträge abgewickelte bi-laterale Gasliefergeschäft. Allerdings ist die bisher genaue Abgrenzung von physischem und finanziellem Geschäft insoweit bedroht, als physisch erfüllte Verträge über sogenannte Brokerplattformen abgewickelt werden. Die englische Regulierungsbehörde (FCA – Financial Conduct Authority) prüft derzeit, inwieweit die „Click-and-Trade“ Brokerplattformen als multilaterale Handel Plattformen (MTF= Multilateral-Trading Facilities) im Sinne der MiFiD anzusehen sind¹. Brokern, die einen Markt für Gas- und Forward-kontrakte anbieten, führen derzeit mit der FCA Diskussionen darüber, wie ihre Systeme angemessen klassifiziert werden können. Die Broker überprüfen die von ihren Systemen angebotenen Funktionalitäten, um sicherzustellen, dass zwischen den von ihnen bereitgestellten MTF- und Nicht-MTF-Leistungen klar unterschieden werden kann.

Diese Überprüfung und die Umsetzung etwaiger Änderungen müssen bis zum 16. Dezember 2013 erfolgen. Nach Ablauf dieser Frist müssen die Broker in der Lage sein, die FCA davon zu überzeugen, dass sie alle notwendigen Maßnahmen ergriffen haben - einschließlich der Umsetzung etwaiger Systemänderungen -, um zwischen ihren MTF- und Nicht-MTF-Leistungen differenzieren zu können.

Käme die Behörde zu dem Schluss, alle Londoner Broker-Plattformen den MiFiD-Regeln zu unterwerfen, hätte dieser Schluss für Energiehändler erhebliche Auswirkungen. Energietransaktionen, die über diese Broker abgewickelt würden dann Finanzinstrumente im Sinne der MiFiD und als OTC-Derivate im Sinne der EMIR.

¹ <http://www.fca.org.uk/news/statement-about-broker-operated-systems-trading-physically-settled-gas-and-power-forwards>

Zum Beispiel, müssten ab dem Zeitpunkt der FCA-Entscheidung, auch physisch erfüllte Gas-Transaktionen für die EMIR-Schwellenwertberechnung berücksichtigt werden, insoweit sie über die betroffenen Plattformen gekauft, oder verkauft werden.

EMIR sieht unter anderem, eine Meldepflicht für OTC-Derivat Transaktionen vor und ab einer bestimmten Schwelle von Transaktionsvolumina eine Clearingpflicht. Zwar müssen sogenannte „nichtfinanzielle Unternehmen“ („Non-Financials“ für „Eingeweihte“) erst ab einem Schwellenwert der Handelsvolumina von drei Milliarden Euro zwangsweise clearen. Die Beantwortung der Frage, welche Transaktionen auf welche Weise und in welcher Höhe in diese Schwellenwertberechnung einzubeziehen sind, ist in diesem Jahr eine Herausforderung für viele Handelsunternehmen. Wenn durch eine Qualifizierung der Brokerplattformen als MTF durch die britische Finanzaufsicht ein großer Teil der Transaktionen, die über die Plattformen abgewickelt werden, in den Anwendungsbereich der MIFID fallen, ist damit zu rechnen, dass Handelsunternehmen nach Alternativen suchen werden, um die Clearingpflicht zu vermeiden. Alternativen könnten z.B. im verstärkten Nutzen der Börsen, oder im verstärkt bilateralen Handel ohne Einschaltung eines Maklers bestehen.

Unternehmen sollten mit Hochdruck an der prozessualen Umsetzung der Berichterstattung über Transaktionen arbeiten. Allerdings sieht die Praxis eher so aus, dass Unternehmen warten, welche IT-Lösungen sich im Markt durchsetzen. Dies ist aus Compliance-Sicht ein äußerst riskantes Vorgehen. Wir raten Unternehmen an, Anbieter zu vergleichen, und Entscheidungen zur Umsetzung zu treffen.

FAZIT

Der Handel mit Gas, ähnlich wie der vergleichbare Handel mit anderen Grundstoffen steht als reiner Kollateralschaden der Finanzmarktkrise vor völlig neuen Herausforderungen. Unternehmen sollten prüfen, inwieweit ihre Geschäftsmodelle noch Zukunft haben. Gleichfalls ist eine Anpassung der Compliance Prozesse dringend erforderlich, um die neuen Regularien, soweit anwendbar, unternehmensintern umzusetzen.