



Market Monitor

der Handelsüberwachungsstelle der EEX

---

Q1&Q2/2010

---

## 1. Bericht der Handelsüberwachungsstelle

In diesem Monat erscheint die achte Ausgabe des EEX Market Monitors. Sie ist der Bericht der Handelsüberwachungsstelle (HÜSt) der European Energy Exchange (EEX) für das erste und zweite Quartal 2010.

Im Market Monitor werden Themen der Regulierung und Überwachung des Energiemarktes im Allgemeinen und an der EEX im Besonderen thematisiert. Er soll ferner über das Marktgeschehen des jeweils vergangenen Quartals in neutraler und objektiver Art und Weise berichten.

In der vorliegenden Ausgabe berichten wir über unsere Tätigkeiten im ersten Halbjahr 2010.

Im Anschluss hieran fassen wir Ihnen wie bisher das Marktgeschehen der vergangenen sechs Monate an der EEX zusammen, auch in dieser Ausgabe wieder um die French Power Futures ergänzt.

Wie bereits in der letzten Ausgabe wird unser Glossar um weitere Begrifflichkeiten erweitert, die diesmal aus dem Themenbereich Gas stammen.

Der EEX Market Monitor richtet sich nicht nur an die EEX-Handelsteilnehmer und deren Compliance-Abteilungen, sondern insbesondere auch an die interessierte Öffentlichkeit. Wir möchten hiermit Verbände, Behörden sowie alle Personen erreichen, die sich für den liberalisierten Energiemarkt und für die EEX interessieren.

Wir stellen den EEX Market Monitor auf der Internetseite der EEX bereit, versenden ihn aber auch gerne per E-Mail. Hierfür bieten wir Ihnen eine Subskriptionsmöglichkeit an. Sie erhalten dann immer automatisch den jeweils aktuellen EEX Market Monitor bei dessen Erscheinen. Senden Sie hierfür bitte eine kurze Mail an [surveillance@eex.com](mailto:surveillance@eex.com).

Wir wünschen Ihnen viel Spaß bei der Lektüre des EEX Market Monitors.

Für Anregungen und Kritik stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Die Handelsüberwachungsstelle der EEX

## 2. HÜSt-Tätigkeitsbericht für das erste Halbjahr 2010

An dieser Stelle möchte die HÜSt über ihre Tätigkeiten in den ersten sechs Monaten des Jahres 2010 berichten.

Im Zuge der Auktionen von Emissionszertifikaten, die seit dem 5./6. Januar im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit an der EEX durchgeführt werden, hat die HÜSt zusätzliche Untersuchungs- und Berichtsaufgaben übernommen. So wird beispielsweise jeweils am Folgetag der Auktionen ein Dokument erstellt, das der Öffentlichkeit den Zugriff auf verschiedene Kennzahlen der Versteigerungen durch die Website der EEX ermöglicht, intensive Auswertungen erfolgten innerhalb wöchentlicher Analysen an das Umweltbundesamt (UBA) sowie durch die vierteljährlichen Berichte an BMU und UBA.

Auch in den vergangenen Quartalen setzte die HÜSt ihre Überwachung der Märkte der EEX fort: zum einen erfolgten tägliche Auswertungen der Handelsdaten, durch die mögliche Verstöße ermittelt wurden. Im direkten Kontakt mit den jeweiligen Handelsteilnehmern konnten diese vollständig ausgeräumt werden. Ergänzend zur täglichen Überwachung verfasste die HÜSt Untersuchungen von größerem Umfang aus Eigeninitiative sowie im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr (SMWA).

Des Weiteren berichtete die HÜSt nicht nur in regelmäßigen Abständen an die Börsenaufsichtsbehörde, sondern auf Grund der Teilnahme internationaler Handelsteilnehmer am Handel der EEX auch an die jeweiligen ausländischen Institutionen (Finma, CTFC, AFM).

Eine umfangreiche Anfrage der Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring Fragebogens 2009 wurden von der HÜSt im zweiten Quartal 2010 beantwortet.

Der Kontakt zu ausländischen Institutionen wurde im letzten halben Jahr durch zahlreiche Workshops mit etwa mit Vertretern der Handelskammer Wien oder Mitarbeitern des japanischen Ministeriums für Wirtschaft, Handel und Industrie vertieft. Außerdem fand ein intensiver Erfahrungsaustausch mit Mitarbeitern des Bundeszentralamtes für Steuern und der Steuerfahndung Berlin zur Vermeidung von Umsatzsteuerbetrug und Geldwäsche statt.

Auch die Kooperation mit der Handelsüberwachung der EPEX Spot verlief weiterhin positiv und konstruktiv. Philippe Vassilopoulos, welcher zeitweise in Vertretung von Florence Vary die Überwachungsaufgaben wahrnahm, besuchte die HÜSt im April, und wurde in die laufende Kooperation eingebunden. Ein gemeinsamer, harmonisierter Zulassungsprozess zwischen EPEX und EEX mit schwerpunktmäßiger Vorbeugung von Geldwäsche und Umsatzsteuerbetrug wurde unter Federführung der Handelsüberwachungsstellen entworfen und implementiert.

Das Überwachungstool der HÜST, das Market Surveillance Monitoring System (MSMS), wurde durch zwei Releases verbessert und an neue an der EEX handelbare Produkte wie die Within-Day Gaskontrakte angepasst.

## 3. Die neue Gasnetzzugangsverordnung

Am 18. August 2010 hat die Bundesregierung die neue Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) verabschiedet. Sie ist am 9. September 2010 in Kraft getreten.<sup>1</sup> Die Neuregelung gibt die Richtung für weitere Gesetzgebungsvorhaben wie beispielsweise die für 2011 geplante Novelle des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vor. Nach Erlass der GasNZV im Jahr 2005 wurde der Gesetzesentwurf zur Änderung des EnWG im Vermittlungsausschuss noch einmal kurzfristig überarbeitet, da dieser die Regelung des Netzzugangs durch das sog. „Zwei-Vertrags-Modell“ für vorzugswürdig hielt und durchsetzte. Damit wurde das zuvor in Deutschland maßgeblich praktizierte Punkt-zu-Punkt-Modell, bei dem der Transport auf Basis eines sog. „Durchstellungsvertrages“ auf einem vorbestimmten Transportpfad erfolgte, durch das neue Entry-/Exit-Modell abgelöst. Dieser Umstand sowie die Weiterentwicklung der Netzzugangspraxis durch die GABi Gas und GeLi Gas-Entscheidungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) haben den Anpassungsbedarf der GasNZV ausgelöst. Ihre wichtigsten Neuregelungen sollen hier kurz vorgestellt werden.

### 3.1. Die wichtigsten Regelungen

#### 3.1.1. Das „Zwei-Vertrags-Modell“

Das Zwei-Vertrags-Modell beschreibt den Zugang zu den Gasversorgungsnetzen auf der Grundlage eines Einspeisevertrages zwischen dem Ferngasnetzbetreiber und dem Händler und eines Ausspeisevertrages zwischen dem Händler und dem Verteilnetzbetreiber. Als dieses Modell mit Wirkung zum 1.8.2006 in § 20 Abs. 1b) EnWG umgesetzt wurde, war es bereits verbindliche Praxis und in einer Kooperationsvereinbarung zwischen der BNetzA, den Netzbetreibern und Nutzerverbänden vom 31. Januar 2006 (KoV I) festgeschrieben.

Das Modell, welches vorsieht, dass alle Netzbetreiber ihren Transportkunden Ein- und Ausspeisekapazitäten anbieten müssen, selbst wenn sie nur Endverteilungsnetzbetreiber sind, war anfangs höchst umstritten. Zum einen wurde seine europarechtliche Zulässigkeit, zum anderen seine Praktikabilität angezweifelt. Im Jahr 2006 war das Gasnetzsystem in Deutschland noch in insgesamt 19 Marktgebiete unterteilt, was die Gewährleistung des Zugangs zu allen Versorgungsnetzen zu einer organisatorischen Herausforderung machte. Außerdem führt das umstrittene und später durch die BNetzA aufgehobene Einzelbuchungssystem zu großen Problemen für die Netzbetreiber, weil die Möglichkeit, den Netzzugang nach einer Einzelbuchung zu erhalten, negative Auswirkungen auf die Bereitstellung von Kapazität, Ausgleichsenergie und Systemleistungen hat. Inzwischen existiert

---

<sup>1</sup> Die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) wird eingeführt durch Art. 1 der Verordnung zur Neufassung und Änderung von Vorschriften auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts sowie des Bergrechts vom 3. September 2010, BGBl. I 2010, S. 1261 ff.

eine dritte Fassung der Kooperationsvereinbarung (KoV III), die die Einzelheiten der Gasnominierung regelt.<sup>2</sup>

Während in § 20 Abs. 1b) EnWG nur von Ein- und Ausspeiseverträgen die Rede ist, enthält die neue GasNZV auch genauere Bestimmungen über Bilanzkreisverträge. Bilanzkreisverträge werden zwischen den Marktteilnehmern und den Marktgebietsverantwortlichen geschlossen und regeln die Errichtung von Bilanzkreisen sowie die Erfassung, den Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen zwischen allokierten Gasmengen, vgl. § 2 Abs. 2 Satz 2 GasNZV. Einspeise-, Ausspeise- sowie Bilanzkreisverträge müssen in standardisierter Form geschlossen werden. Die Geschäftsbedingungen müssen von den Netzbetreibern entwickelt werden und den Mindestanforderungen nach § 4 GasNZV genügen. Tatsächlich enthält die KoV III in Anlage 3 bereits solche standardisierten Netzzugangsbedingungen. Die Anpassung dieser Bedingungen an die Vorgaben der neuen GasNZV muss bis zum 1. Juni 2011 erfolgen. Die Diskussion über die KoV IV ist bereits angelaufen. Sie soll ab dem Gaswirtschaftsjahr 2011 gelten und langfristig durch einen sog. Grid Code ersetzt werden.

### **3.1.2. Reduzierung der Gasmarktgebiete**

Die zurzeit geltende KoV III nennt acht Marktgebiete.<sup>3</sup> Tatsächlich sind es gegenwärtig noch sechs. Eine weitere Zusammenlegung der Marktgebiete wird jedoch angestrebt. Deshalb ordnet § 21 GasNZV an, dass bis zum 1. April 2011 die Marktgebiete für L-Gas auf höchstens eines und für H-Gas auf höchstens zwei Marktgebiete reduziert werden müssen. Bis zum 1. August 2013 sollen es dann insgesamt nur noch zwei Marktgebiete sein. Von der Zusammenlegung der Marktgebiete erhoffen sich die Teilnehmer eine Belebung des Gasmarktes. Außerdem werden bundesweite Lieferangebote für neue Lieferanten wirtschaftlich attraktiver.

### **3.1.3. Zugangserleichterung zu knappen Transportkapazitäten**

Da gegenwärtig die Transportkapazitäten noch nach dem Windhundprinzip („first-come-first-serve“) vergeben werden, kam es in der Vergangenheit immer wieder zu Verteilungsungerechtigkeiten. Aufgrund langfristiger Kapazitätsbindungen ist es für neue Marktteilnehmer schwierig, in den Markt einzutreten. Um diesem Problem zu begegnen, verpflichtet die GasNZV die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), eine Primärkapazitätsplattform (PKP) zu errichten, auf der Transportkapazitäten transparent und diskriminierungsfrei versteigert werden sollen. Die Versteigerung erfolgt in einer Auktion mit einer vorangehenden „open-subscription-phase“. Die erste Auktion soll am 1. Oktober 2011 stattfinden. Die Kosten für die Errichtung der PKP sind von den FNB anteilig zu tragen. Einmal ersteigerte Kapazitäten sind dann frei veräußerlich oder können Dritten vorübergehend zur Nutzung überlassen werden. Benötigte bislang ein Inhaber seine Kapazitätsrechte nicht, galt das sog. „Use-it-or-lose-it“-Prinzip. Das bedeutet, ihm konnten ungenutzte Kapazitäten am Vortag der Lieferung kurzfristig entzogen werden. Dieses Prinzip wird in der neuen GasNZV durch das „Use-it-or-sell-it“-Verfahren ersetzt, vgl. § 16 GasNZV. Danach sind Transportkunden zwei Ta-

<sup>2</sup> Kooperationsvereinbarung (KoV III) vom 7.8.2007 abrufbar unter [www.gaspool.de/fileadmin/download/allgemein/KOV\\_III\\_080729.pdf](http://www.gaspool.de/fileadmin/download/allgemein/KOV_III_080729.pdf).

<sup>3</sup> Vgl. Anlage 1 KoV III, S. 48.

ge vor Lieferung verpflichtet, ihre voraussichtlich nicht genutzten Kapazitäten auf einer Sekundärhandelsplattform wie Trac X zu veräußern.

Ebenfalls um neuen Marktteilnehmern einen dauerhaften Marktzugang zu ermöglichen, sieht die GasNZV Beschränkungen der Vertragslaufzeiten bei Kapazitätsverträgen vor. Danach sind 20% der technischen Jahreskapazitäten an Grenzen zu anderen Staaten oder Marktgebieten für Produkte zu reservieren, die mit einer Vertragslaufzeit von höchstens 2 Jahren vergeben wurden und 65% für Laufzeiten bis zu 4 Jahren.

#### **3.1.4. Reservierungsmöglichkeiten von Kapazitäten von Gaskraftwerksbetreibern**

Betreiber von Speicher-, LNG- und Produktionsanlagen sowie Gaskraftwerken können vorbehaltlich der Prüfung im Rahmen der technischen Kapazität des Netzes gegen Gebühr Ausspeisekapazitäten für bis zu drei Jahren reservieren. Die Reservierungsgebühr beträgt 0,50 € pro kWh/Jahr. Werden Gaskraftwerksbetreiber wegen fehlender Kapazitäten nicht bedient, haben sie sogar einen Anspruch auf den Ausbau von Kapazitäten, wenn die benötigte Kapazität spätestens 18 Monate vor dem im Realisierungsfahrplan festgelegten Zeitpunkt verbindlich und langfristig beim FNB gebucht wurde. Die Regelungen orientieren sich am Vorbild der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV).

#### **3.1.5. Festschreibung aktueller Regulierungspraxis der BNetzA**

Des Weiteren enthält die GasNZV die Festschreibung zweier wichtiger Entscheidungen der BNetzA. Es handelt sich zum Einen um die Festlegung zum Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor („GABi Gas“).<sup>4</sup> GABi Gas ist eine eingetragene Marke der EEX AG, die sie treuhänderisch für die BNetzA hält. Dieses Modell, das auf eine Entscheidung der BNetzA aus dem Jahr 2008 zurückgeht, enthält Regelungen für die Bilanzierung von Gasmengen, für die Abrechnung von Ausgleichsenergie des Bilanzkreisnetzbetreibers gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen sowie für die Beschaffung von Regelenergie. Dazu gleicht der Bilanzkreisnetzbetreiber pro Gastag die Differenz zwischen ein- und ausgespeister Gasmenge durch Ausgleichsenergie aus. Für die Beschaffung der hierzu erforderlichen Regelenergie ist der jeweilige Marktgebietsverantwortliche zuständig. Als Basis für die Ausgleichsenergiepreise gelten die Referenzpreise an der holländischen Title Transfer Facility (TTF), am National Balancing Point (NBC), am Zeebrugge Hub (Zeebrugge) sowie am E.ON Gastransport Virtuellen Handelspunkt (EGT VP). Diese Übernahme des GABi Gas-Modells in die GasNZV bedeutet die Abschaffung des Basisbilanzausgleichs, der bislang in der GasNZV verbindlich festgeschrieben war.<sup>5</sup> Da der BNetzA bei ihrer Entscheidung zu GABi Gas 2008 jedoch die Kompetenz zur Festsetzung eines verbindlichen Standards fehlte, erfolgte seine Festschreibung zwischenzeitlich in der Neufassung der KoV III durch die Verbände.

---

<sup>4</sup> Beschluss der Bundesnetzagentur vom 28. Mai 2008 Az. BK7-08-002 („GABi Gas“).

<sup>5</sup> Vgl. *Schleicher* ZNER 2009, 25, der zufolge die Abschaffung des Basisbilanzausgleiches rechtswidrig war.

Weiterhin wurde in den §§ 41 f. GasNZV das GeLi Gas-Modell aufgenommen. Es handelt sich ebenso um eine Beschlussanlage zu einer Entscheidung der BNetzA.<sup>6</sup> Die Abkürzung steht für „Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas“. Das Modell dient dazu, die Prozesse beim Lieferantenwechsel zu vereinheitlichen und massentauglich zu machen. Dazu werden Umfang und Format der auszutauschenden Daten festgelegt. Außerdem wird das sog. Rucksackprinzip festgeschrieben, vgl. § 42 GasNZV. Danach kann bei einem Lieferantenwechsel der neue Lieferant die Übertragung von Ein- und Auspeisekapazitäten verlangen, soweit diese für die Belieferung des Kunden erforderlich sind.

### **3.2. Europarechtlicher Hintergrund und Ausblick**

Zur Herstellung eines europäischen Gasbinnenmarktes hatte die Europäische Union bereits im Jahr 2003 die sog. Europäische Gasverordnung erlassen.<sup>7</sup> Darin verpflichtete sie Europäische Erdgasfernleitungs- und -verteilernetzbetreiber, Dritten diskriminierungsfreien Zugang zu ihren Netzen gewähren. Die mit dieser Liberalisierung angestrebte Möglichkeit von neuen Anbietern, in den Markt einzutreten sowie von Verbrauchern, ihre Gasversorger frei zu wählen, sollte den Wettbewerb intensivieren und die Dienstleistungsqualität verbessern, indem der Verbundgrad erhöht und die Versorgungssicherheit gestärkt wird. Der Umsetzungsgrad der europarechtlichen Vorgaben sowie deren konkrete Auswirkungen wurden jährlich von der Europäischen Kommission in sog. sektorspezifischen Benchmarking-Berichten evaluiert. Ihre Auswertung hat die Europäische Kommission schließlich dazu veranlasst, ein sog. Drittes Legislativpaket vorzuschlagen, um den anlässlich der jährlichen Untersuchungen und Auswertungen ermittelten Missständen entgegen zu wirken.<sup>8</sup> Es enthält fünf konkrete Legislativvorschläge zur Änderung der Stromrichtlinie 2003/54/EG, der Gasrichtlinie 2003/55/EG, der Stromverordnung 1228/ 2003/EG, Gasverordnung 1775/2004/EG und zur Errichtung einer Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energie-Regulierungsbehörden (ACER). Neben der Erweiterung der Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden ist ein Hauptziel des Paketes, die Funktionen von Produktion und Versorgung durch eigentumsrechtliche Entflechtung (sog. „Ownership Unbundling“) vom Betrieb der Übertragungsnetze zu trennen. Von einer solchen Entflechtung erhoffen sich die Märkte eine deutliche Belebung des Handels sowie des Wettbewerbes.

---

<sup>6</sup> Beschluss der Bundesnetzagentur vom 20. August 2007 Az. BK7-07-067 („GeLi Gas“).

<sup>7</sup> Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, Abl. EU v. 15.7.2003, L 176/57.

<sup>8</sup> Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament – Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarktes, KOM(2009), 115 endg.

## 4. Marktgeschehen Q1

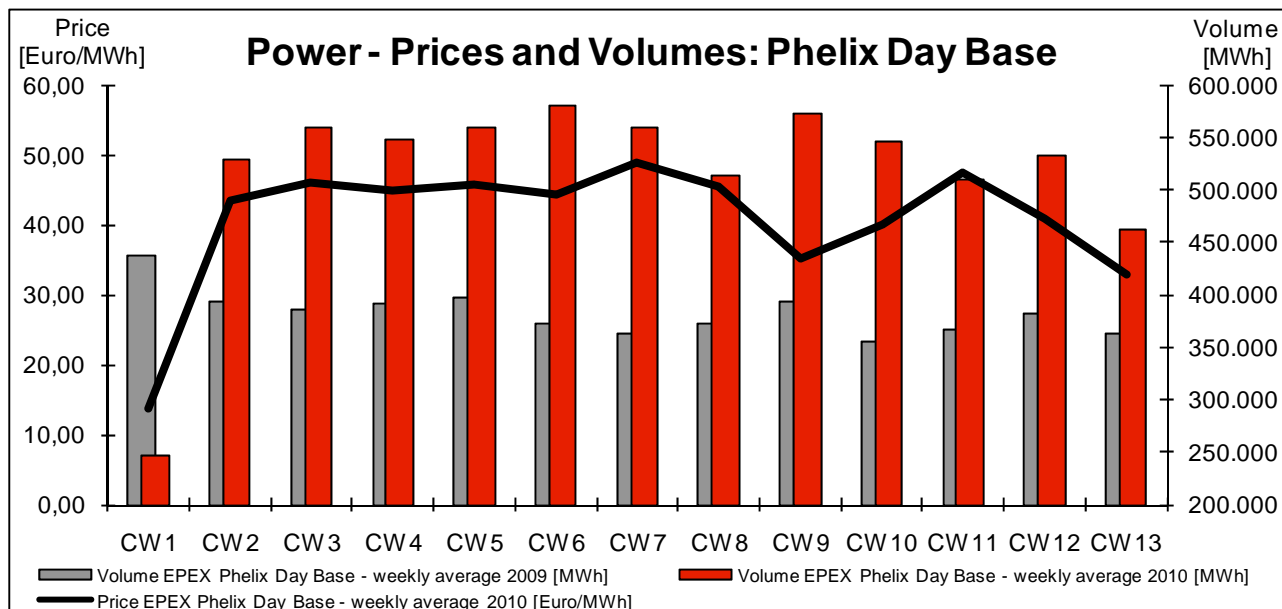
Der nachstehende Überblick ist eine Zusammenfassung der Entwicklung der Märkte im zurückliegenden Berichtszeitraum. Mit der Berichterstattung ist ausschließlich eine allgemeine Information der Handelsteilnehmer und der interessierten Öffentlichkeit über das Marktgeschehen an der EEX bezweckt. Die HÜSt betreibt keine Analystentätigkeit. Weder sie noch die EEX selbst kommentieren oder bewerten Preisentwicklungen in den verschiedenen Märkten. In keinem Fall erstellt die HÜSt Preisprognosen. Dies widerspricht diametral ihrer Aufgabe.

### 4.1. Strom

#### 4.1.1. EEX Preis- und Volumenentwicklung – Spotmarkt Strom –

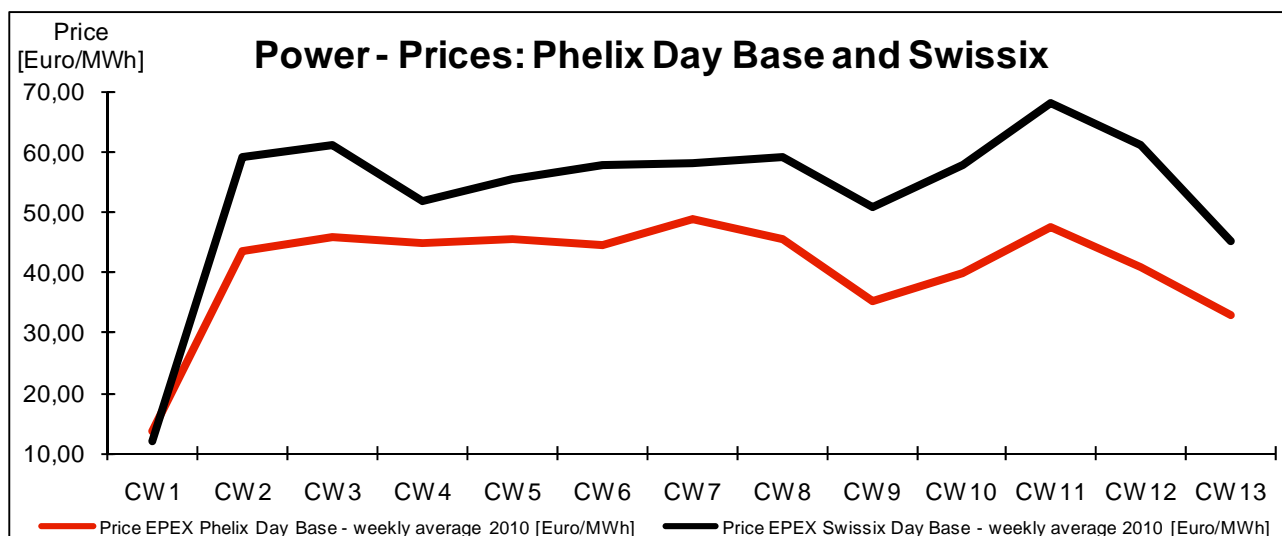
Die EPEX Spot SE bietet eine Plattform für den kontinuierlichen Spotmarkthandel in den Marktgebieten Deutschland/Österreich und Frankreich sowie für den Auktionshandel in den Marktgebieten Deutschland/Österreich, Schweiz und Frankreich. Auf Basis der Ergebnisse der täglichen Auktionen am Spotmarkt ermittelt die EPEX den Phelix Day Base, welcher Referenz für die Strompreisentwicklung in Deutschland und Österreich ist.

Die vorstehende Grafik zeigt die Preisentwicklung im ersten Quartal 2010. Hierbei schwanken die Volumina im Wochendurchschnitt zwischen rund 450 GWh und 580 GWh. Durchschnittlich wurden im ersten Quartal 2010 etwa 540 GWh pro Woche gehandelt. Verglichen mit dem Vorjahr bedeutet dies einen deutlichen Anstieg um etwa 150 GWh pro Woche.



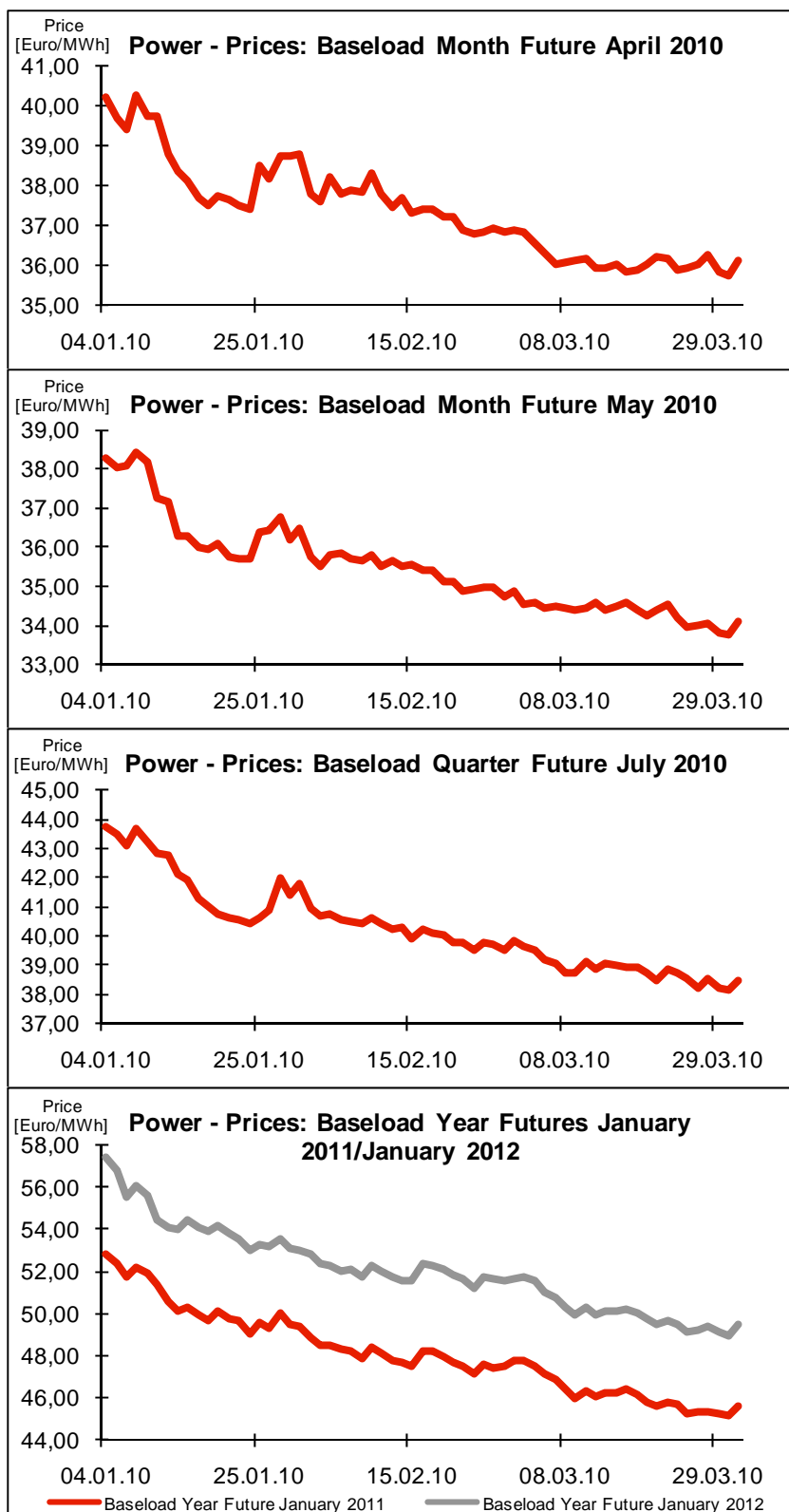
Die gehandelten Volumina steigen im ersten Quartal 2010 zunächst an und erreichen in Kalenderwoche 6 ihr Maximum. In den darauffolgenden Wochen sinkt das Volumen etwas und schwankt bis zum Ende des Berichtszeitraumes um einen Wert von rund 520 GWh pro Woche. Die erste Kalenderwoche ist durch den Jahreswechsel verkürzt.

Die untere Grafik zeigt den Phelix Day Base im Vergleich zu dem Index für die Schweiz (Swissix).



Der Wochendurchschnitt des Phelix Day Base verläuft im Betrachtungszeitraum in einem Band zwischen 20 und 50 Euro/MWh. Zu Beginn des ersten Quartals 2010 steigt der zwischen den Jahren niedrige Preis von unter 20 Euro/MWh bis zum Quartalsmaximum in Kalenderwoche 7 auf nahezu 50 Euro/MWh an. Danach fällt der Preis bis Kalenderwoche 9 auf etwa 35 Euro/MWh zurück und erreicht ein lokales Minimum. Eine folgende Preiserholung bis Kalenderwoche 11 geht im Anschluss in eine sinkende Preisentwicklung bis auf ein Minimum von etwa 32 Euro/MWh in Kalenderwoche 13 über. In den ersten Wochen des Jahres liegt der Swissix bei Preisen in Höhe von etwa 60 Euro/MWh. Ein Rückgang in Kalenderwoche 4 auf ein Preisniveau von etwa 52 Euro/MWh über dem des Phelix markiert den Beginn einer parallelen Entwicklung der beiden Indices. Dabei ist der Swissix zwischen rund 7 und 20 Euro/MWh teurer als der Phelix.

#### 4.1.2. EEX Preisentwicklung – Terminmarkt Strom –

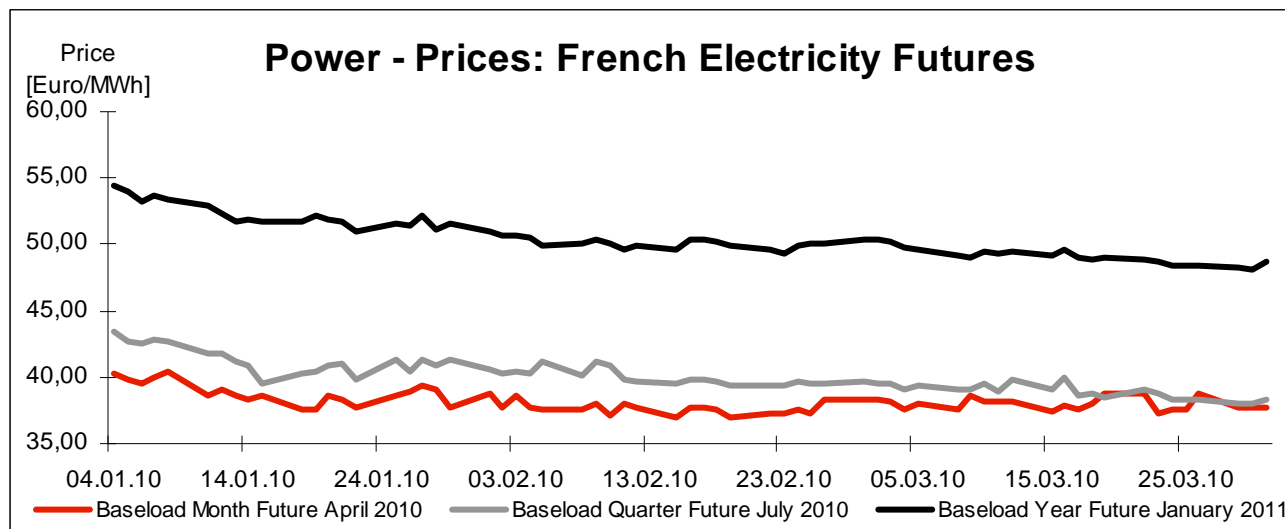


Am Terminmarkt werden neben Optionen auch Futures auf Strom gehandelt. Futures beinhalten das Recht und die Pflicht, zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise während eines bestimmten Zeitraumes in der Zukunft eine bestimmte Menge Strom zu einem bei Abschluss des Vertrages festgelegten Preis zu erwerben.

Die Grundlastfutures für die Monate April und Mai 2010 folgen im ersten Quartal 2010 einer ähnlichen Preisentwicklung wie die dargestellten Quartals- und Jahreskontrakte: Im Januar ist zunächst ein Preisrückgang festzustellen, dem am Ende des Monats eine Erholung folgt. Letztere ist jedoch nur eine Unterbrechung der Abwärtsbewegung, die ab Anfang Februar fortgesetzt wird. Die absoluten Preisdifferenzen der Futures zwischen Anfang Januar und Ende März betragen rund 5 Euro/MWh für die dargestellten Monats- und Quartalsfutures, sowie etwa 8 Euro/MWh für die beiden Jahresfutures. Das Preisniveau des Jahreskontraktes der späteren Fälligkeit (2012) ist im ersten Quartal 2010 stets höher als das der Fälligkeit 2011, und beide sind teurer als das dritte

Quartal 2010. Beide Monatskontrakte liegen preislich unter dem Quartalskontrakt; insgesamt ist der Mai 2010 am günstigsten.

An der EEX Power Derivatives GmbH (EPD) sind außer Phelix Futures u.a. auch French Power Futures mit verschiedenen Fälligkeiten handelbar. Die physische Erfüllung der Baseload- und Peakload-Futures erfolgt durch die Stromlieferung in die RTE-Regelzone.

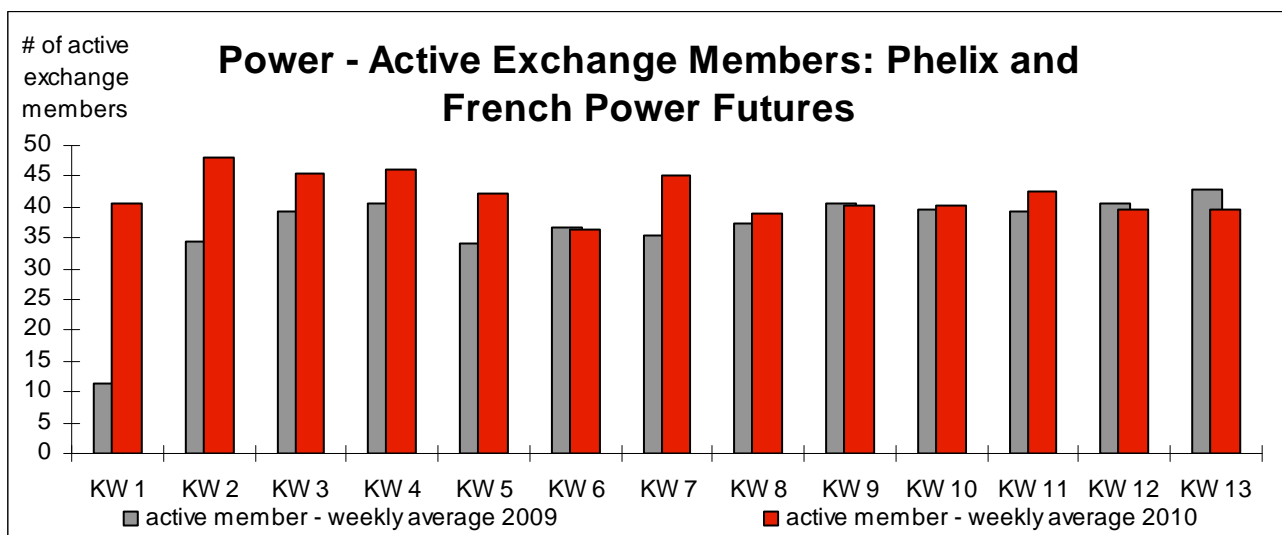


Die Grafik oben zeigt die Preisentwicklung für ausgewählte French Power Baseload-Futures mit Fälligkeiten im Monats-, Quartals- und Jahresbereich.

Insgesamt sind die Preisverläufe im ersten Drittel des ersten Quartals 2010 von einer Abwärtstendenz geprägt. Nach einem spürbaren Abschwung in der ersten Hälfte des Beobachtungszeitraumes entwickelt sich der Markt in der zweiten Hälfte vor allem seitwärts. Die Preissenkungen während des Quartals sind für den Jahreskontrakt mit etwa 7 Euro/MWh absolut am größten, und fallen im Monatskontrakt mit knapp 3 Euro/MWh am geringsten aus. In Bezug auf die Schwankungen verhält es sich jedoch genau umgekehrt. Hier weist der Jahreskontrakt im Vergleich die größte Stabilität auf.

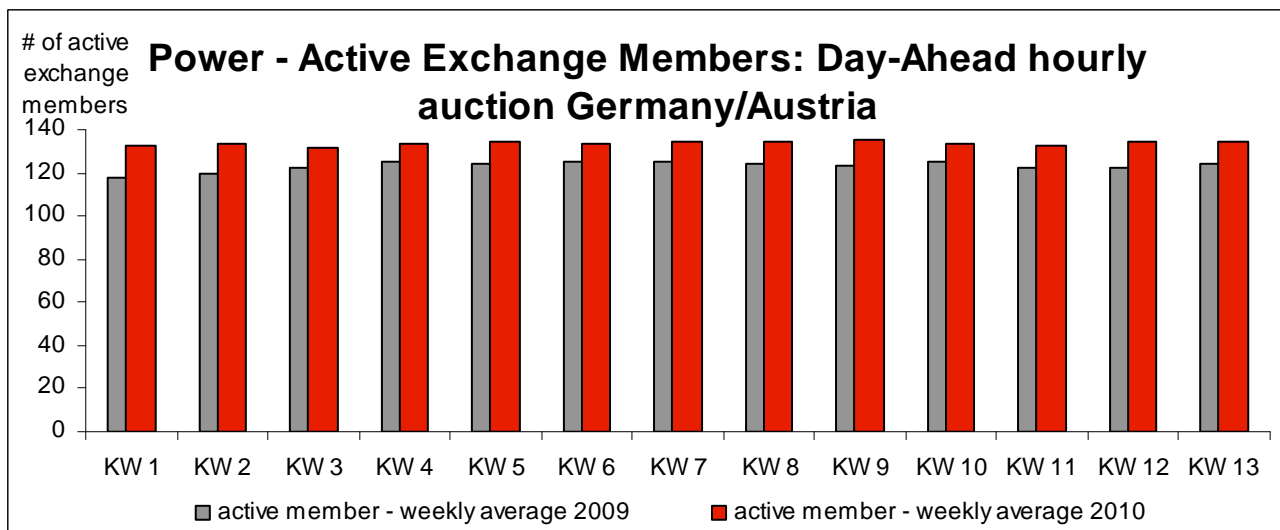
Der Preisverlauf der French Power Futures besitzt Ähnlichkeiten zu den korrespondierenden Phelix Futures. Sowohl das Preisniveau als auch die Schwankungsbreite sind jedoch für den französischen Markt höher als für den deutschen.

#### 4.1.3. Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer am Strommarkt



Die folgende Grafik zeigt die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer an der täglichen Stromspotmarktauktion für das Marktgebiet Deutschland/Österreich.

Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer schwankt im ersten Quartal 2010 leicht zwischen 132 und 136 Handelsteilnehmern. Im Vergleich zum Vorjahr ist eine deutliche Zunahme über den gesamten Zeitraum zu erkennen. Das Maximum wurde in der 9. Kalenderwoche mit 136 Handelsteilnehmern erreicht. Im Durchschnitt waren im ersten Quartal 134 Handelsteilnehmer pro Tag aktiv.



Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer am Stromterminmarkt zeigt in den ersten Wochen des ersten Quartals 2010 einen Anstieg gegenüber dem Vorjahr. Das Maximum wird in Kalenderwoche 2 mit 48 aktiven Handelsteilnehmern erreicht. Auf Grund der E-World in Kalenderwoche 6 liegt die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer für diese Woche niedriger. In der zweiten Hälfte des ersten Quartals gleicht sich die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer dem Niveau des Jahres 2009 an und liegt in den letzten beiden Wochen darunter. Im gesamten Beobachtungszeitraum waren durchschnittlich 42 Handelsteilnehmer pro Tag aktiv.

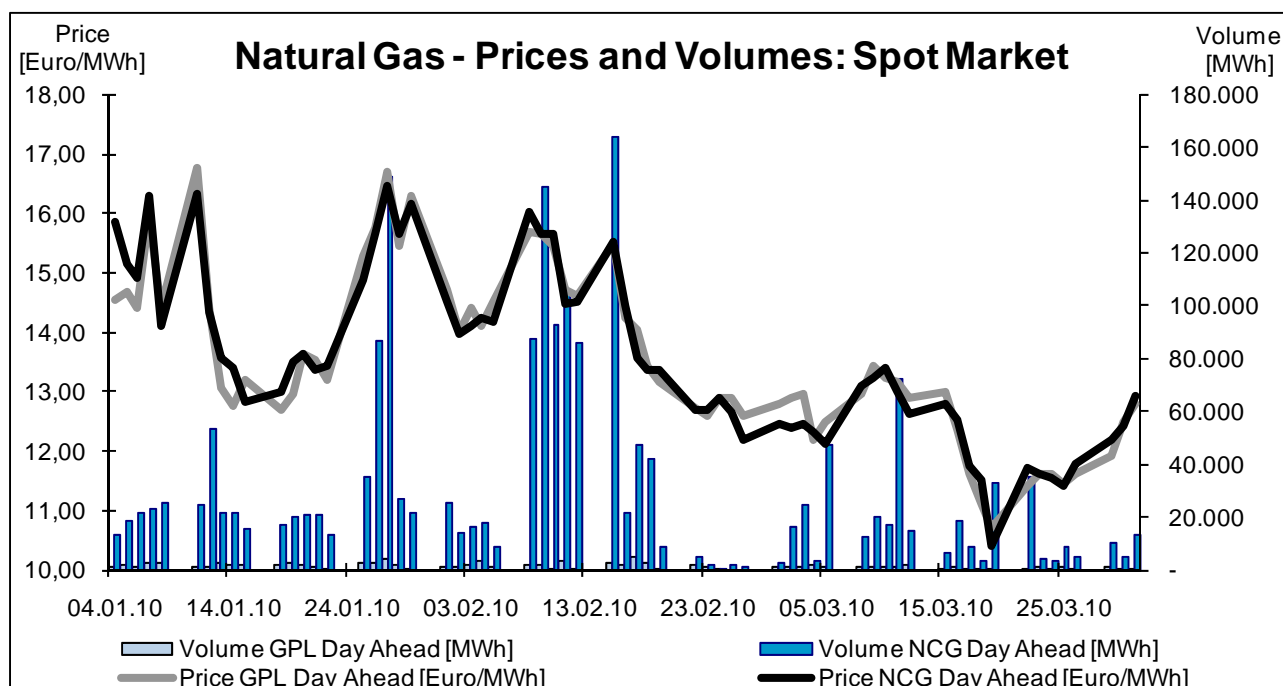
## 4.2. Natural Gas

An der EEX wird Natural Gas (Erdgas) am Spot- und Terminmarkt gehandelt. Am Spotmarkt wird Erdgas für den nächsten und übernächsten Tag sowie für das Wochenende gehandelt. Der Spotmarkt für Erdgas wird zur kurzfristigen Gasbezugs- und Absatzoptimierung, zum Handel von externer Regelenergie sowie für Arbitragegeschäfte zwischen Marktgebieten genutzt.

Im Terminmarkt wird Erdgas für den aktuellen Monat sowie für die folgenden sechs Monate, sieben Quartale und sechs Kalenderjahre gehandelt. Der Terminmarkt wird zur mittel- bis langfristigen Gasbezugs- und Absatzoptimierung genutzt.

### 4.2.1. EEX Preis- und Volumenentwicklung – Spotmarkt Gas –

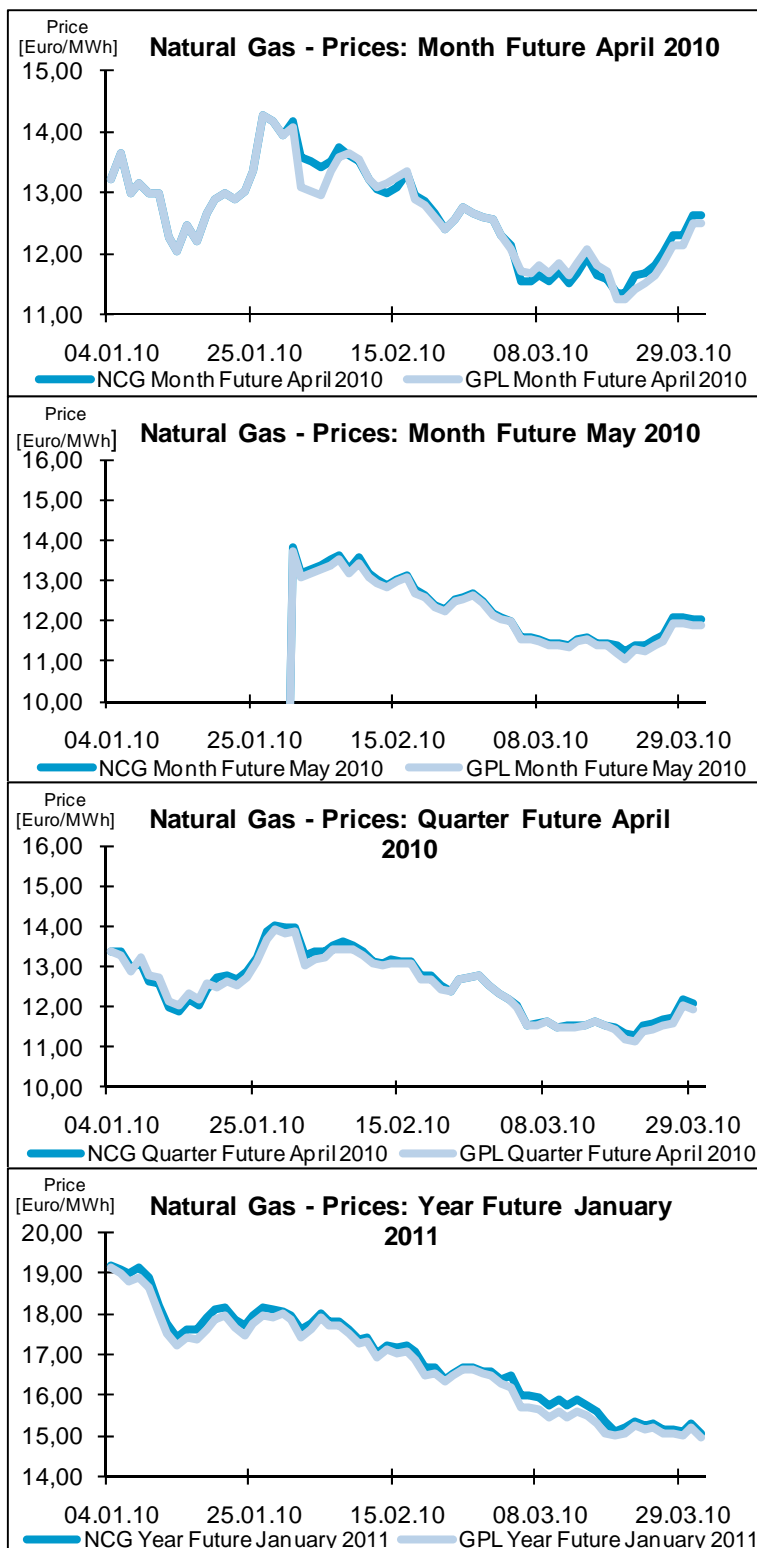
Im ersten Quartal 2010 ist das im NCG-Marktgebiet gehandelte Volumen mit insgesamt 2.330.105 MWh größer als das Gesamthandelsvolumen im GASPOOL-Marktgebiet von 123.469 MWh. Das höchste Day-Ahead Volumen eines Handelstages wurde am 15. Februar im NCG-Gebiet erreicht und betrug 163.992 MWh. Insgesamt schwanken die täglich gehandelten Volumina stark.



Bis auf kleinere Abweichungen sind die Preisentwicklungen beider Marktgebiete im ersten Quartal 2010 vergleichbar. Die Preise schwanken in einer Bandbreite zwischen etwa 10 und 17 Euro/MWh. Zu Beginn steigen die Preise zum höchsten Preisniveau des Betrachtungszeitraumes auf etwa 17 Euro/MWh und fallen danach bis Mitte Januar auf etwa 13 Euro/MWh zurück. Anschließend findet eine Erholung statt, durch die die Höchstwerte vom Anfang des Monats bis auf wenige Cents wieder erreicht werden. Danach bewegen sich die Preise mit ausgeprägter Volatilität

abwärts, und erreichen Mitte März mit 11 Euro/MWh den niedrigsten Stand im Berichtsintervall. Ab Mitte März ist wiederum ein Aufwärtstrend zu beobachten.

#### 4.2.2. EEX Preisentwicklung - Terminmarkt Gas –



Kontraktgegenstand der physischen Gasfutures am EEX-Terminmarkt ist die Lieferung bzw. der Bezug von Erdgas mit der Qualität H-Gas gemäß DVGW Richtlinie 260 mit konstanter Leistung von 1 MW in der Zeit von 06:00 Uhr an jedem Liefertag des Liefermonats bis 06:00 Uhr des folgenden Kalendertages am virtuellen Handelspunkt in den Marktgebieten von NetConnect Germany GmbH & Co KG 3 (NCG-Natural-Gas-Futures) und GASPOOL (GPL -Natural-Gas-Futures). Liefertage sind alle Kalendertage im Liefermonat.

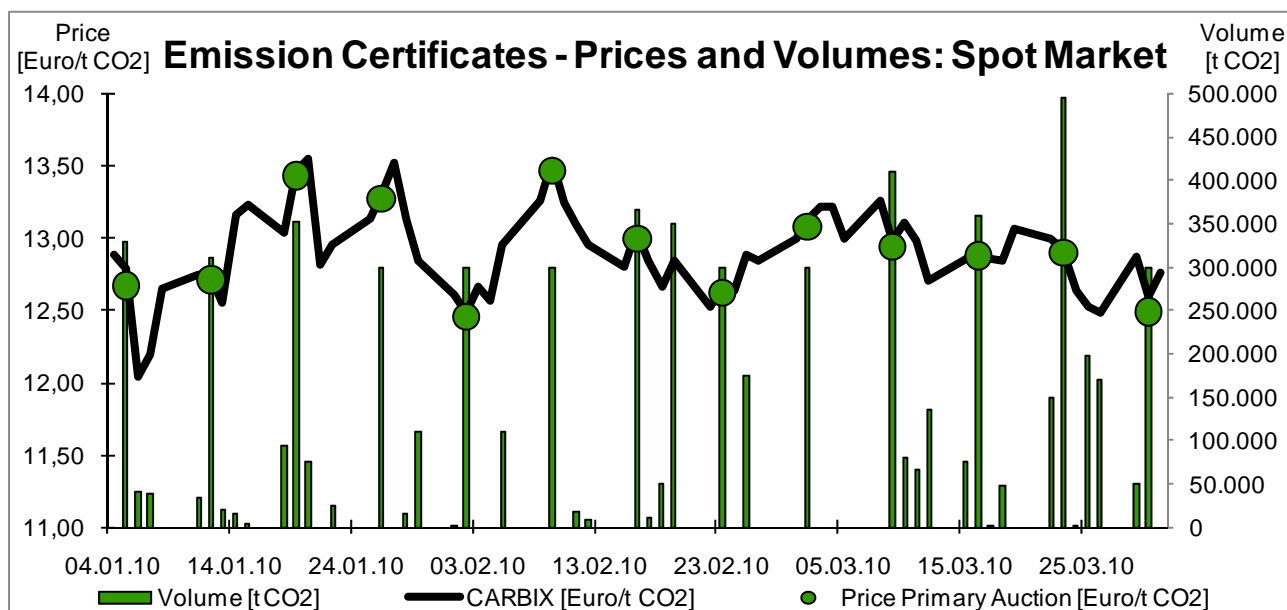
Die Preise sämtlicher hier abgebildeter Gasfutures folgen einer dem Spotmarkt vergleichbaren Entwicklung: In den ersten beiden Januarwochen treten Preisverluste von 1 bis 2 Euro/MWh auf, die in der Folge von den kurzfristigen Kontrakten deutlich, im Jahresfuture lediglich geringfügig kompensiert werden. Danach geben die Preise bis Mitte März um jeweils rund 3 Euro/MWh nach. Eine Aufwärtsbewegung in den letzten Märztagen ist umso ausgeprägter, je näher sich der Kontrakt an der Fälligkeit befindet. Im Jahresfuture setzt sich die Abwärtstendenz fort.

Die Preisentwicklung der beiden Marktgebiete verläuft am Terminmarkt sehr einheitlich; es sind kaum Abweichungen zu beobachten. Im direkten Vergleich liegt der Preis im NCG-Marktgebiet zumeist über dem des GPL-Gebietes.

## 4.3. Emissionsrechte

### 4.3.1. EEX Carbox und Handelsvolumina

Der EEX Carbox ist ein Preisindex für EU-Emissionsberechtigungen (EUAs), der börsentäglich in einer Intraday-Auktion am Spotmarkt der EEX ermittelt wird. Ein EUA berechtigt zum Ausstoß von einer Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent (t CO<sub>2</sub>).



Die täglichen Umsätze schwanken im ersten Quartal 2010 deutlich, und steigen im März an. Für den 23. März ist mit fast 500.000 EUAs der höchste Umsatz zu verzeichnen. In der Grafik enthalten sind die aus den Primärmarktauktionen stammenden Volumina. Diese Auktionen wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit für den Spotmarkt erstmalig am 5. Januar 2010 und danach an jedem Dienstag durchgeführt. Es wurden jeweils 300.000 EUAs versteigert.

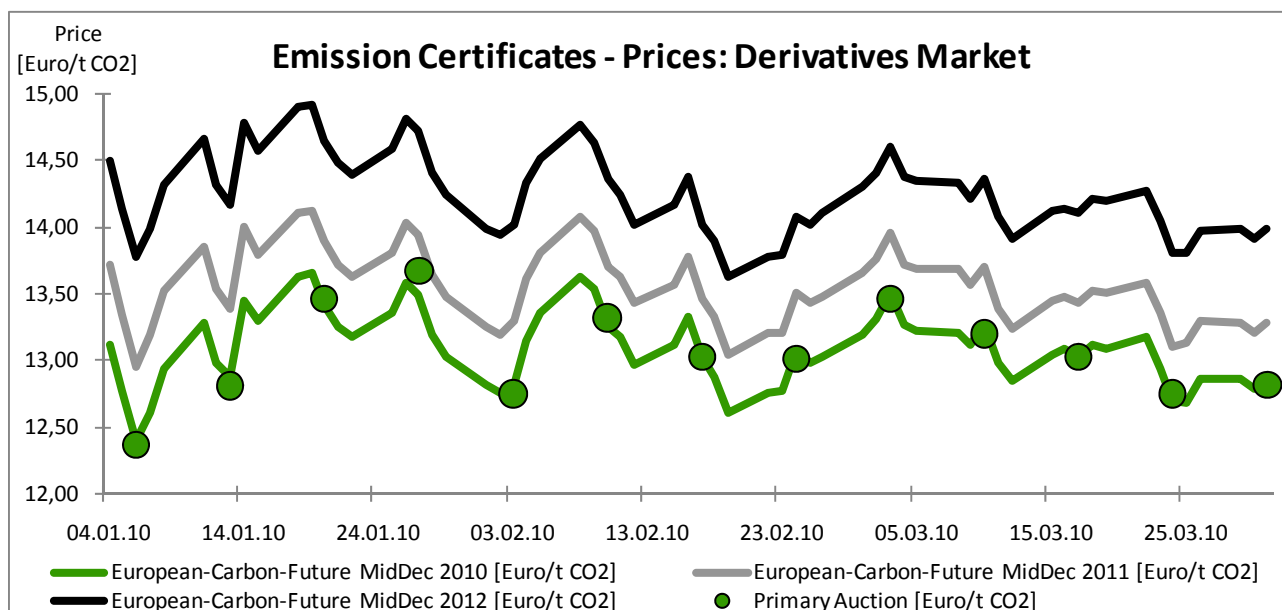
Der Carbox schwankt während des ersten Quartals 2010 zwischen 12,00 und 13,50 Euro/t CO<sub>2</sub>. Ausgehend von knapp 13,00 Euro/t CO<sub>2</sub> fällt der Carbox zunächst auf den tiefsten Wert des Quartals von 12,04 Euro/t CO<sub>2</sub>. Darauf folgt eine rund zweiwöchige Erholung. Der Rest des Quartals ist von einer Seitwärtstendenz bei nachlassender Volatilität geprägt. Die in den Primärmarktauktionen ermittelten Zuschlagspreise spiegeln den Verlauf des Carbox für den Sekundärmarkt wider.

#### 4.3.2. EEX Preisentwicklung - Terminmarkt EU-Emissionsberechtigungen (EUA) -

Die zweite Handelsperiode für EUAs begann am 01. Januar 2008. Derzeit sind Futures-Kontrakte mit den Fälligkeiten Dezember 2010 bis Dezember 2012 der zweiten Handelsperiode handelbar.

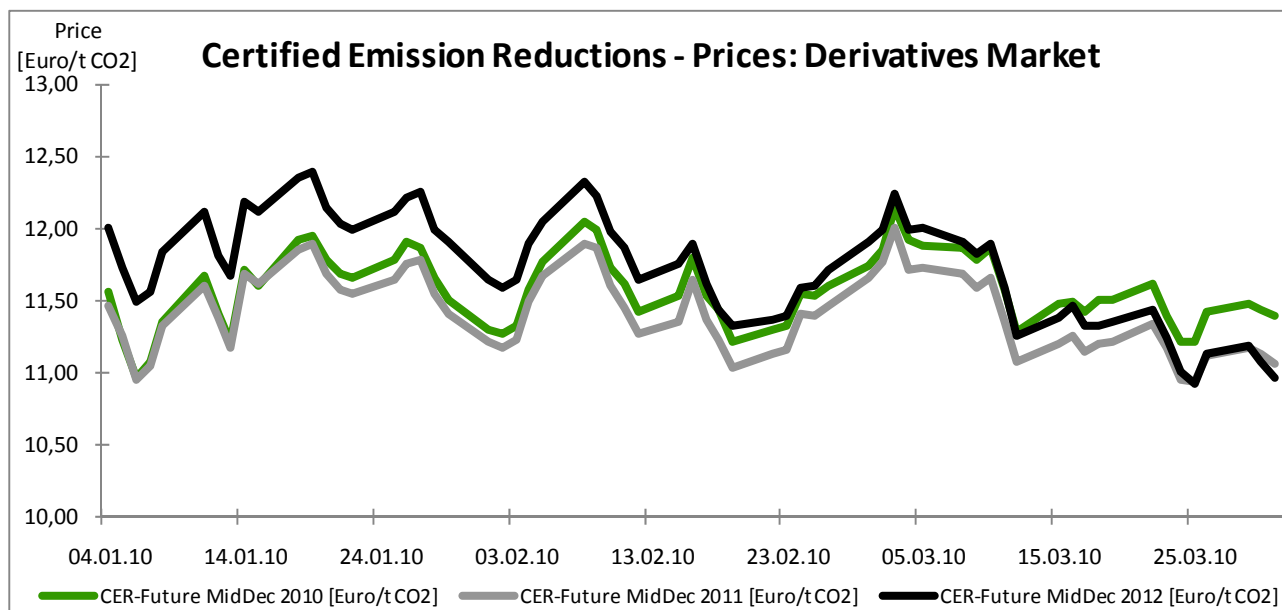
Die Preisentwicklung der EUA-Futures für die Fälligkeiten Dezember 2010 bis Dezember 2012 verläuft nahezu identisch, wobei die Preisniveaus mit dem Zeitpunkt der Fälligkeit zunehmen. Auch hier lässt sich eine dem Spotmarkt vergleichbare Entwicklung der Futurespreise beobachten. Die Schwankungsbreite der unterschiedlichen Fälligkeiten liegt jedoch etwas unter der des Carbox, und auch die absoluten Preise am Terminmarkt übersteigen die des Spotmarktes.

Die Zuschlagspreise der Primärmarktauktionen am Terminmarkt, die entsprechend der Spotmarktversteigerungen im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wöchentlich mittwochs durchgeführt werden und je 570.000 EUAs umfassen, sind ebenfalls in der obigen Grafik dargestellt. Auch am Terminmarkt folgen die in den Primärmarktauktionen ermittelten Preise denen des entsprechenden Sekundärmarktcontractes.



### 4.3.3. EEX Preisentwicklung – Terminmarkt Certified Emission Reductions (CER) -

Certified Emission Reductions Futures (CER-Futures) sind Emissionsgutschriften, die durch Emissionsreduktionsprojekte in Entwicklungsländern erzeugt werden und für die Erfüllung von Kyoto-Verpflichtungen eingesetzt werden können. Sie können an der EEX für die Fälligkeiten 2010 bis 2012 gehandelt werden.



Die Preise der CER-Futures folgen einem den EUA-Futures ähnlichen Verlauf und sind von hoher Volatilität in einer Preisspanne zwischen knapp unter 11,00 und 12,50 Euro/t CO<sub>2</sub> gekennzeichnet. Dabei liegen die Kontrakte mit den Fälligkeiten 2010 und 2011 zunächst preislich auf dem selben Niveau während der 2012-Kontrakt circa 0,50 Euro/t CO<sub>2</sub> darüber notiert. Während des Quartals und insbesondere im März sinkt der Preis des 2012-Kontraktes auf das Niveau des ein Jahr früher fälligen Kontraktes und liegt an drei Tagen sogar darunter. Parallel dazu vergrößert sich die Differenz zwischen den Preisen der 2010 und 2011 fälligen Kontrakte, da der dieses Jahr fällige relativ zum 2011-Kontrakt teurer wird. Ende März ist der Kontrakt mit Fälligkeit 2010 rund 0,30 Euro/t CO<sub>2</sub> teurer als die beiden Kontrakte späterer Fälligkeit.

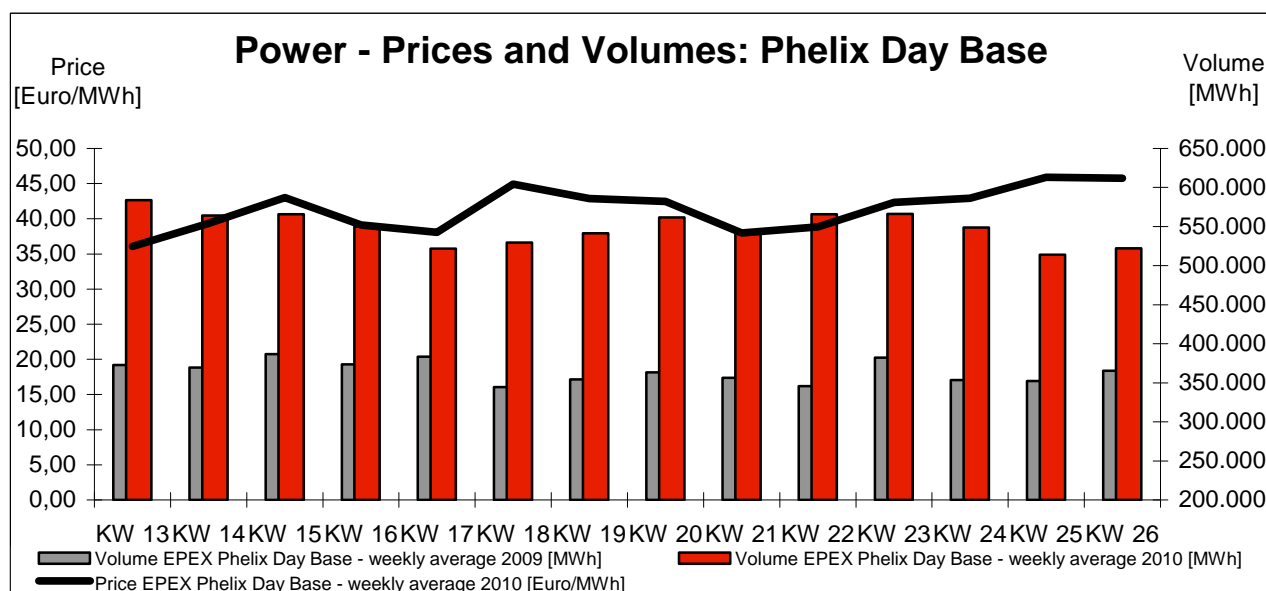
## 5. Marktgeschehen Q2

Der nachstehende Überblick ist eine Zusammenfassung der Entwicklung der Märkte im zurückliegenden Berichtszeitraum. Mit der Berichterstattung ist ausschließlich eine allgemeine Information der Handelsteilnehmer und der interessierten Öffentlichkeit über das Marktgeschehen an der EEX bezweckt. Die HÜSt betreibt keine Analystentätigkeit. Weder sie noch die EEX selbst kommentieren oder bewerten Preisentwicklungen in den verschiedenen Märkten. In keinem Fall erstellt die HÜSt Preisprognosen. Dies widerspricht diametral ihrer Aufgabe.

### 5.1. Strom

#### 5.1.1. EEX Preis- und Volumenentwicklung – Spotmarkt Strom –

Die EPEX Spot SE bietet eine Plattform für den kontinuierlichen Spotmarkthandel in den Marktgebieten Deutschland/Österreich und Frankreich sowie für den Auktionshandel in den Marktgebieten Deutschland/Österreich, Schweiz und Frankreich. Auf Basis der Ergebnisse der täglichen Auktionen am Spotmarkt ermittelt die EPEX den Phelix Day Base, welcher Referenz für die Strompreisentwicklung in Deutschland und Österreich ist.

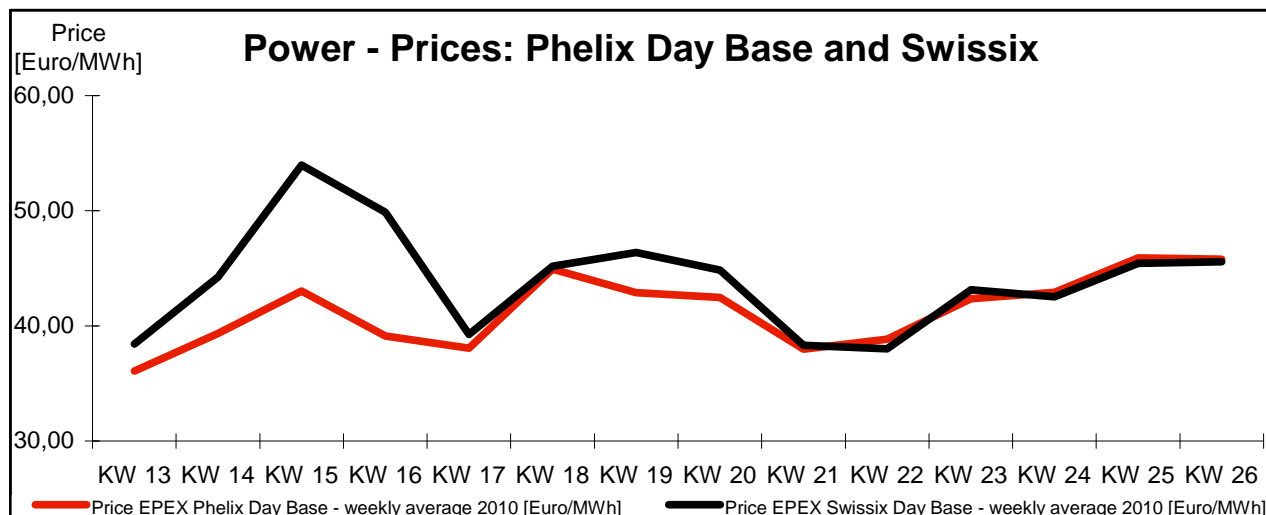


Die vorstehende Grafik zeigt die Preisentwicklung im zweiten Quartal 2010. Hierbei schwanken die Volumina im Wochendurchschnitt zwischen rund 520 GWh und 580 GWh. Durchschnittlich wurden im zweiten Quartal 2010 etwa 540 GWh pro Woche gehandelt. Verglichen mit dem Vorjahr bedeutet dies einen deutlichen Anstieg um etwa 150 GWh pro Woche.

Die gehandelten Volumina sinken im zweiten Quartal 2010 zunächst und erreichen in Kalenderwoche 17 ein lokales Maximum. In den darauffolgenden Wochen steigt das Volumen etwas, findet ein

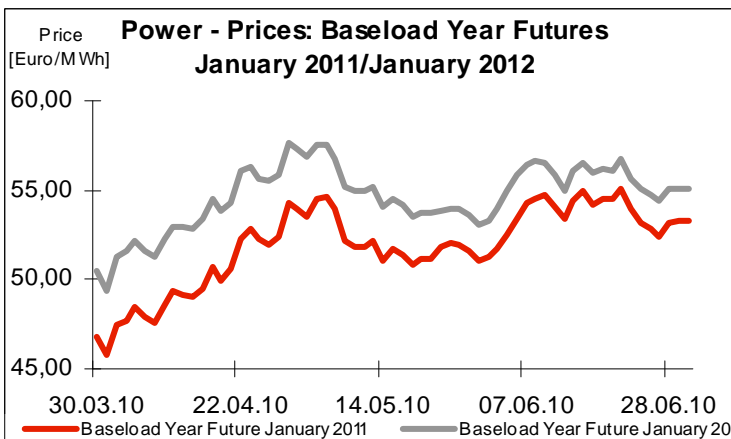
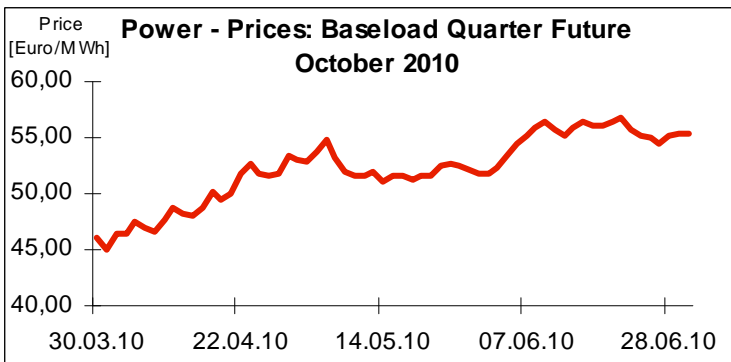
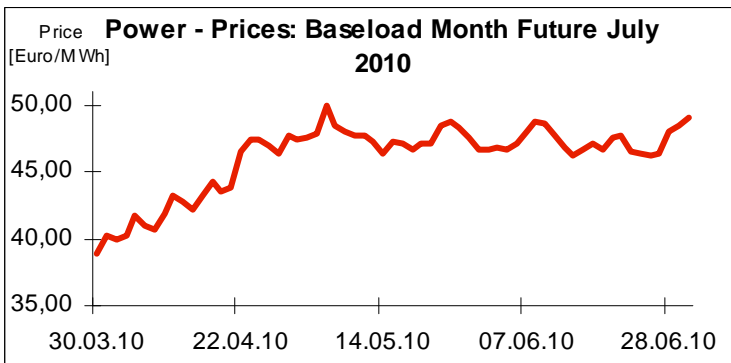
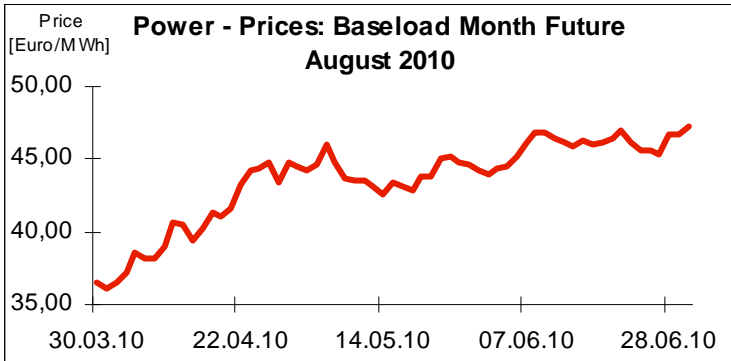
lokales Maximum in KW 22 und sinkt danach bis zum Ende des Berichtszeitraumes auf einen Wert von rund 520 GWh pro Woche.

Die untere Grafik zeigt den Phelix Day Base im Vergleich zu dem Index für die Schweiz (Swissix).



Der Wochendurchschnitt des Phelix Day Base verläuft im Betrachtungszeitraum in einem Band zwischen 30 und 50 Euro/MWh. Zu Beginn des zweiten Quartals 2010 steigt der Preis zum Ende des Q1 bis Kalenderwoche 15 auf nahezu 45 Euro/MWh an. Danach fällt der Preis bis Kalenderwoche 17 auf etwa 35 Euro/MWh zurück. Eine folgende Preiserholung bis Kalenderwoche 18/19 geht im Anschluss in eine sinkende Preisentwicklung bis auf ein erneutes Minimum von etwa 40 Euro/MWh in Kalenderwoche 21 über. Bis zum Ende des Berichtszeitraumes folgt ein Preisanstieg auf ein Niveau von etwa 50 Euro/MWh und schließt somit deutlich über dem Kurs zu Beginn des Berichtsintervalls. In den ersten Wochen des Q2 liegt der Swissix bei Preisen in Höhe von etwa 40 Euro/MWh und steigt danach bis auf etwa 60 Euro / MWh in KW 15 an. Durch einen Preisrückgang in Kalenderwoche 16/17 nähert sich der Swissix auf einem Niveau von etwa 40 Euro/MWh dem des Phelix an und entwickelt sich ab diesem Zeitpunkt bis zum Ende des Berichtszeitraumes nahezu identisch zum Phelix.

### 5.1.2. EEX Preisentwicklung – Terminmarkt Strom –



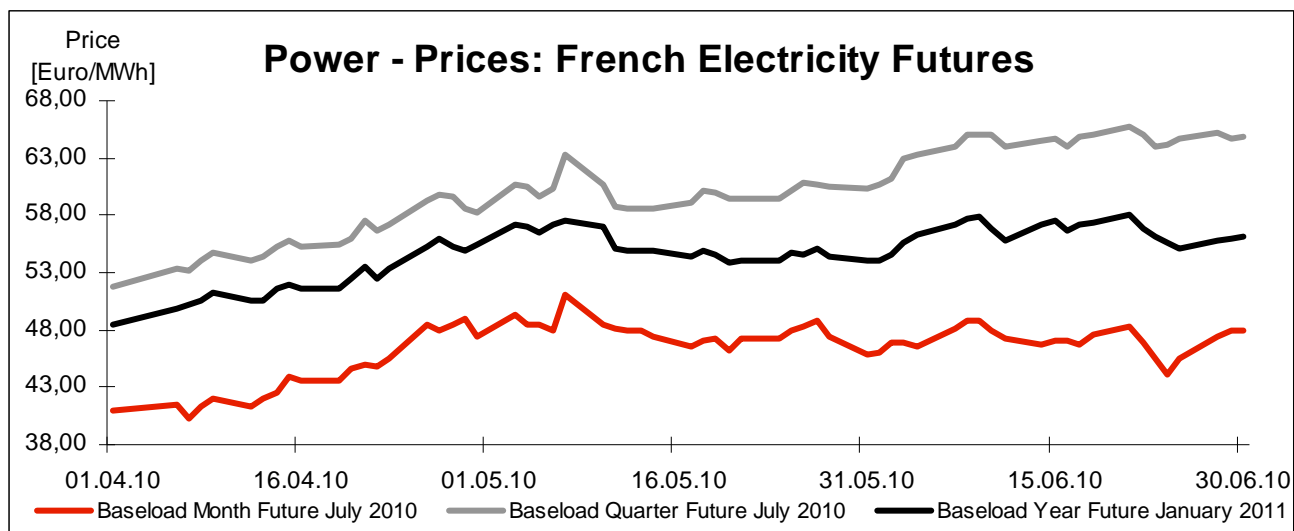
Am Terminmarkt werden neben Optionen auch Futures auf Strom gehandelt. Futures beinhalten das Recht und die Pflicht, zu einem bestimmten Zeitpunkt beziehungsweise während eines bestimmten Zeitraumes in der Zukunft eine bestimmte Menge Strom zu einem bei Abschluss des Vertrages festgelegten Preis zu erwerben.

Die Grundlastfutures für die Monate Juli und August 2010 folgen im zweiten Quartal 2010 einer ähnlichen Preisentwicklung wie die dargestellten Quartals- und Jahreskontrakte: Auf einen spürbaren Anstieg bis Anfang Mai folgt ein Preisrückgang bis zur Mitte des Monats. Danach setzt ein erneuter Preisanstieg ein, welcher bis zum Ende des Berichtszeitraumes andauert. Die absoluten Preisdifferenzen der Futures zwischen Anfang April und Ende Juli betragen rund 10 Euro/MWh für die dargestellten Monats- und Quartalsfutures, sowie etwa 12 Euro/MWh für die beiden Jahresfutures. Das Preisniveau des Jahreskontraktes der späteren Fälligkeit (2012) ist im zweiten Quartal 2010 stets höher als das der Fälligkeit 2011, und beide sind teurer als das dritte Quartal 2010. Beide Monatskontrakte liegen preislich unter dem Quartalskontrakt.

An der EEX Power Derivatives GmbH (EPD) sind außer Phelix Futures u.a. auch French Power Futures mit verschiedenen Fälligkeiten handelbar. Die physische Erfüllung der Baseload- und Peakload-Futures erfolgt durch die Stromlieferung in die RTE-Regelzone.

Die Grafik oben zeigt die Preisentwicklung für ausgewählte French Power Baseload-Futures mit Fälligkeiten im Monats-, Quartals- und Jahresbereich.

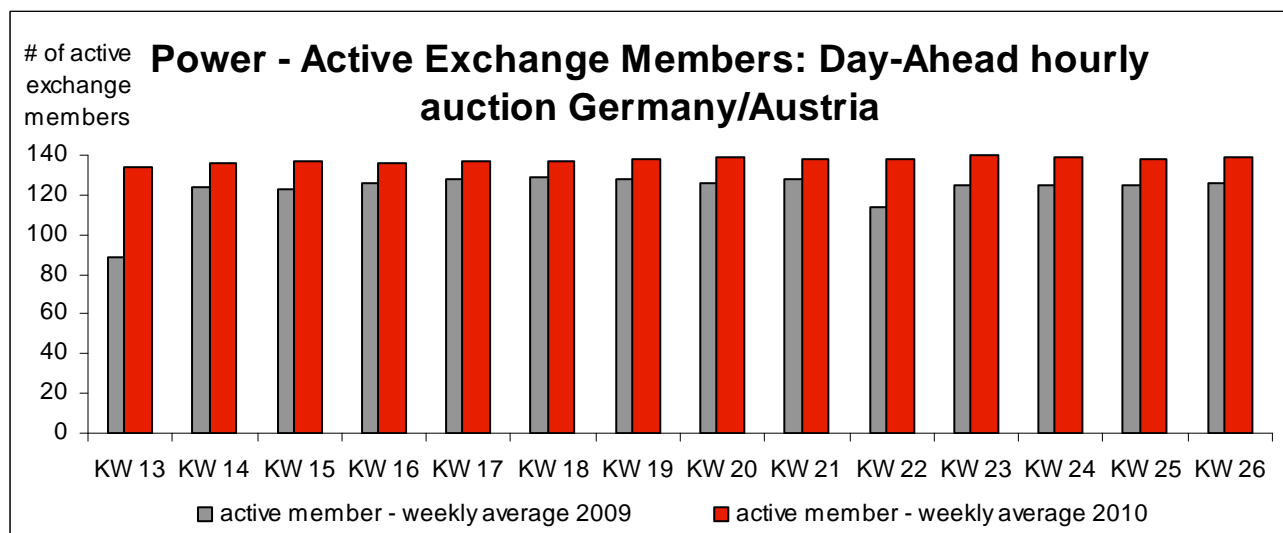
Insgesamt sind die Preisverläufe im ersten Drittel des zweiten Quartals 2010 von einer Aufwärtstendenz geprägt. Danach legt der Markt in der zweiten Hälfte eine Verschnaufpause ein und konsolidiert sich. Im letzten Drittel steigen die Preise bis auf den Monatsfuture erneut an. Die Preissteigerungen während des Quartals sind für den Quartalskontrakt mit etwa 13 Euro/MWh absolut am größten, und fallen im Jahreskontrakt mit knapp 5 Euro/MWh am geringsten aus. In Bezug auf die Schwankungen verhält sich der Monatskontrakt am volatilsten, während der Jahreskontrakt im Vergleich die größte Stabilität aufweist.



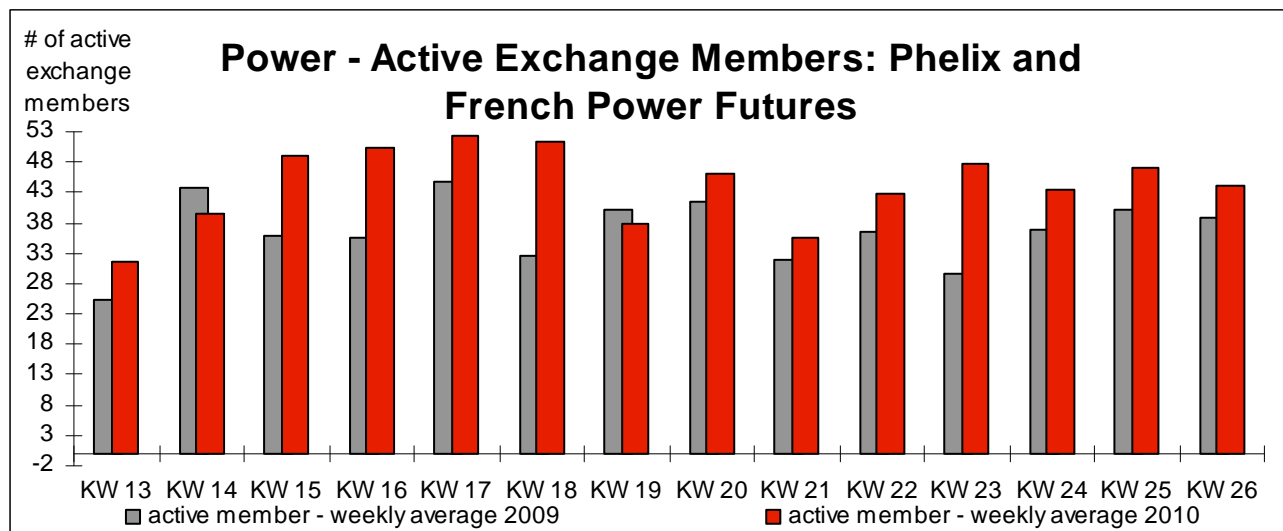
Der Preisverlauf der French Power Futures besitzt Ähnlichkeiten zu den korrespondierenden Phelix Futures. Sowohl das Preisniveau als auch die Schwankungsbreite sind jedoch für den französischen Markt höher als für den deutschen.

### 5.1.3. Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer am Strommarkt

Die folgende Grafik zeigt die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer an der täglichen Stromspotmarktauktion für das Marktgebiet Deutschland/Österreich.



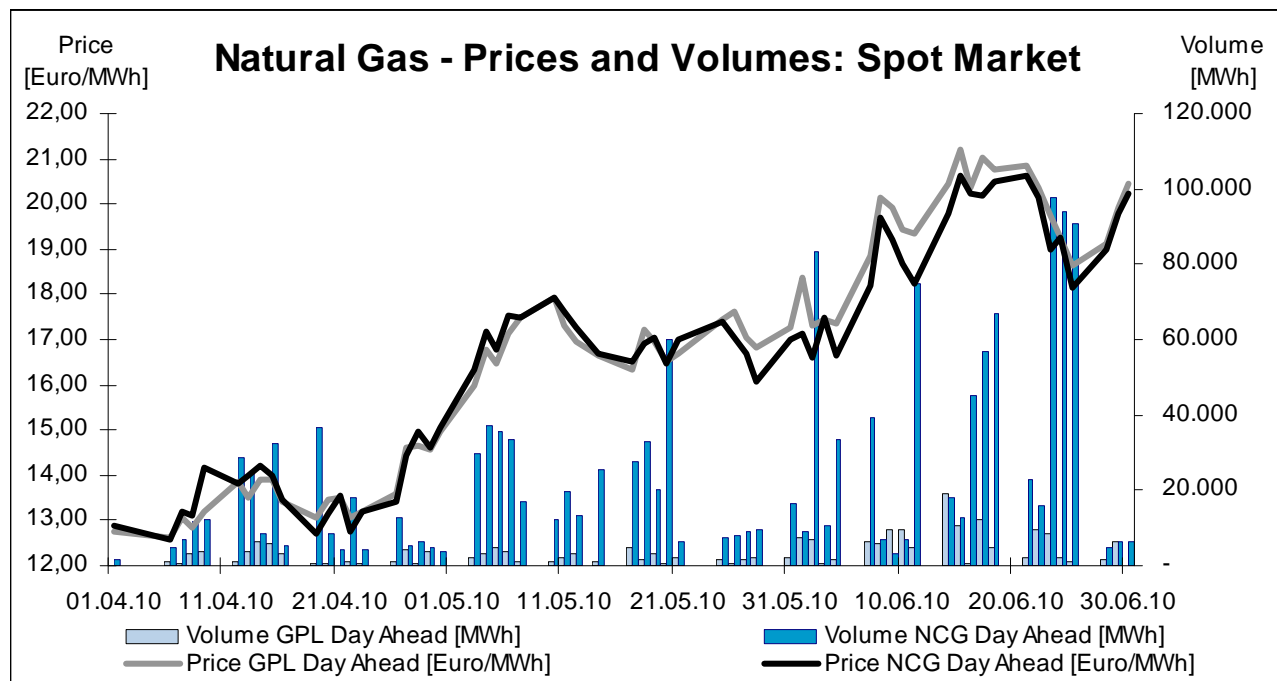
Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer schwankt im zweiten Quartal 2010 leicht zwischen 135 und 140 Handelsteilnehmern. Im Vergleich zum Vorjahr ist eine deutliche Zunahme über den gesamten Zeitraum zu erkennen. Das Maximum wurde in der 23. Kalenderwoche mit 140 Handelsteilnehmern erreicht. Im Durchschnitt waren im zweiten Quartal 138 Handelsteilnehmer pro Tag aktiv.



Die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer am Stromterminmarkt zeigt in den ersten Wochen des zweiten Quartals 2010 einen Anstieg gegenüber dem Vorjahr. Das Maximum wird in Kalenderwoche 17 mit 52 aktiven Handelsteilnehmern erreicht. In der zweiten Hälfte des zweiten Quartals sinkt die Anzahl der aktiven Handelsteilnehmer wie schon im Vorjahr leicht ab. Im gesamten Beobachtungszeitraum waren durchschnittlich 45 Handelsteilnehmer pro Tag aktiv.

## 5.2. Natural Gas

An der EEX wird Natural Gas (Erdgas) am Spot- und Terminmarkt gehandelt. Am Spotmarkt wird Erdgas für den nächsten und übernächsten Tag sowie für das Wochenende gehandelt. Der Spotmarkt für Erdgas wird zur kurzfristigen Gasbezugs- und Absatzoptimierung, zum Handel von externer Regelenergie sowie für Arbitragegeschäfte zwischen Marktgebieten genutzt.



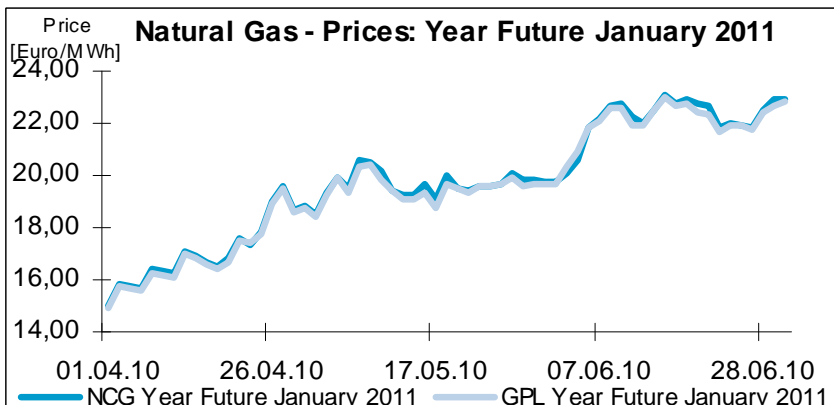
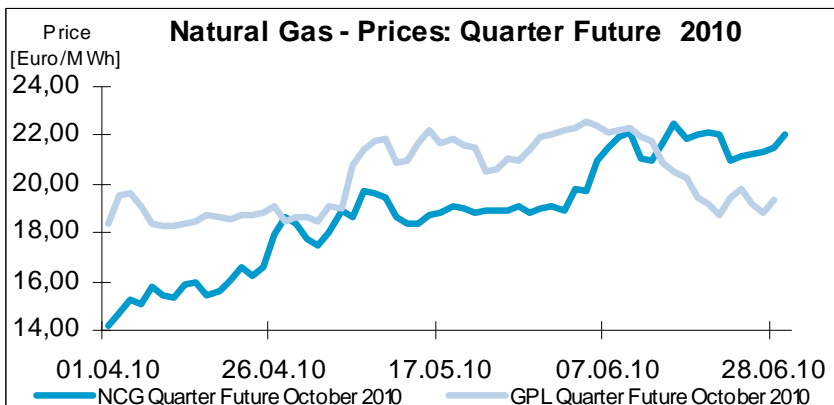
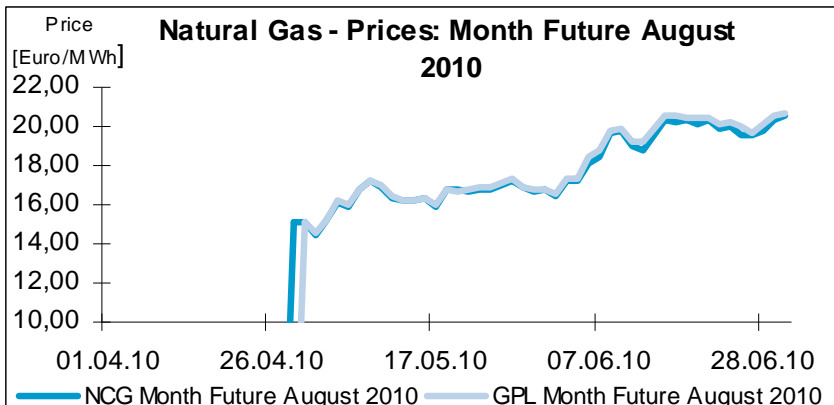
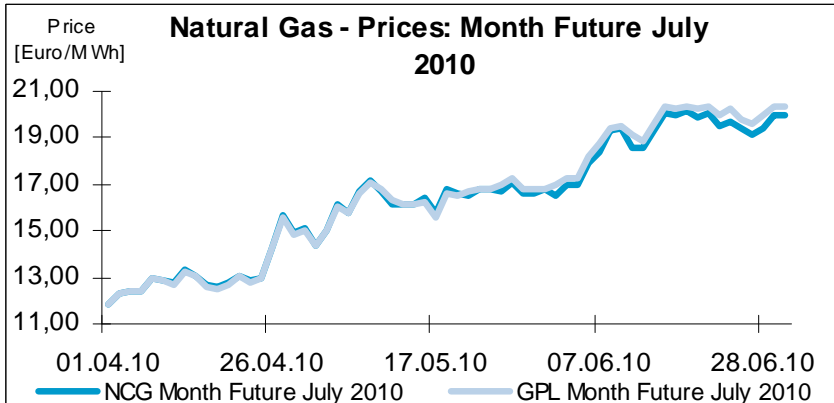
Im Terminmarkt wird Erdgas für den aktuellen Monat sowie für die folgenden sechs Monate, sieben Quartale und sechs Kalenderjahre gehandelt. Der Terminmarkt wird zur mittel- bis langfristigen Gasbezugs- und Absatzoptimierung genutzt.

### 5.2.1. EEX Preis- und Volumenentwicklung – Spotmarkt Gas –

Im zweiten Quartal 2010 ist das im NCG-Marktgebiet gehandelte Volumen mit insgesamt 1.467.984 MWh größer als das Gesamthandelsvolumen im GASPOOL-Marktgebiet von 215.834 MWh. Das höchste Day-Ahead Volumen eines Handelstages wurde am 24. Juni im NCG-Gebiet erreicht und betrug 97.872 MWh. Insgesamt schwanken die täglich gehandelten Volumina stark.

Bis auf kleinere Abweichungen sind die Preisentwicklungen beider Marktgebiete im zweiten Quartal 2010 vergleichbar. Die Preise schwanken in einer Bandbreite von etwa 12 bis 21 Euro/MWh. Nach geringen Preisbewegungen bis Mitte April steigen die Preise bis Anfang Mai an. Nach einer Konsolidierungsphase über den Rest des Monats findet im anschließenden Monat Juni eine erneute Preisrally statt.

## 5.2.2. EEX Preisentwicklung - Terminmarkt Gas –



Preis im NCG-Marktgebiet zumeist über dem des GPL-Gebietes.

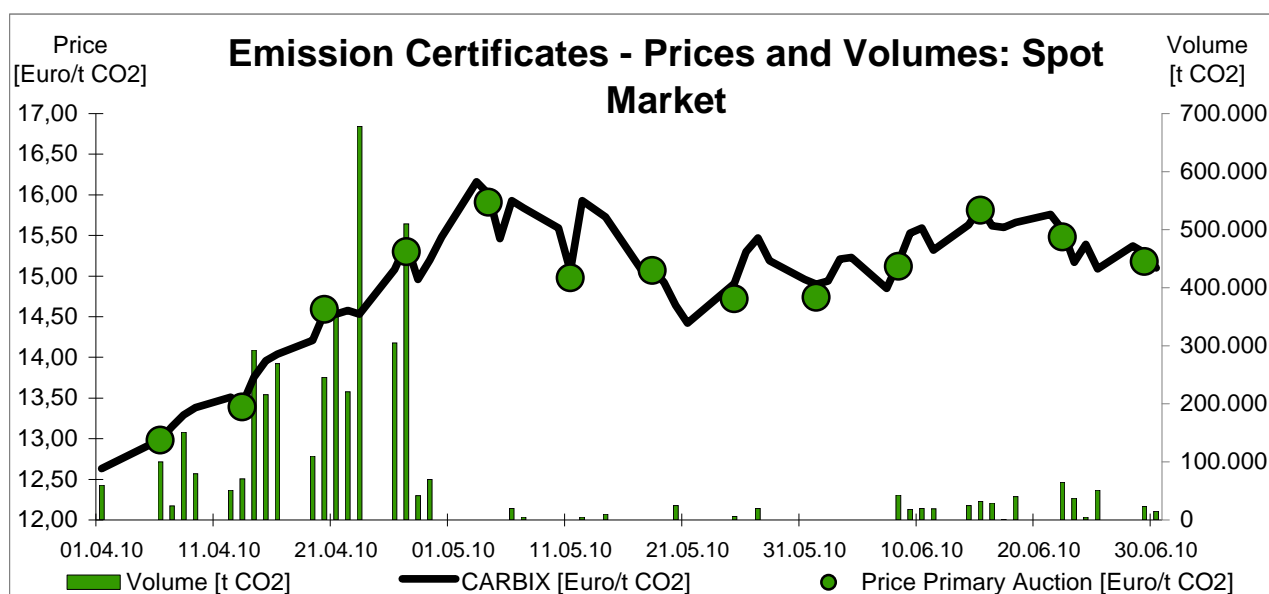
Kontraktgegenstand der physischen Gasfutures am EEX-Terminmarkt ist die Lieferung bzw. der Bezug von Erdgas mit der Qualität H-Gas gemäß DVGW Richtlinie 260 mit konstanter Leistung von 1 MW in der Zeit von 06:00 Uhr an jedem Liefertag des Liefermonats bis 06:00 Uhr des folgenden Kalendertages am virtuellen Handelspunkt in den Marktgebieten von NetConnect Germany GmbH & Co KG 3 (NCG-Natural-Gas-Futures) und GASPOOL (GPL -Natural-Gas-Futures). Liefertage sind alle Kalendertage im Liefermonat.

Die Preise der hier abgebildeten Gasfutures folgen einer dem Spotmarkt vergleichbaren Entwicklung: In den ersten vier Berichtswochen steigen die Preise moderat, später bis Mitte Mai deutlich an. Daraufhin setzt bis Ende Mai eine Unterbrechung der Preisrallye ein, bis spätestens zu Beginn des Monats Juli erneut an Fahrt gewinnt. Insgesamt legen die Futureskontrakte während des Berichtszeitraumes durchschnittlich bis zu 8,00Euro/MWh zu. Die Preisentwicklung der beiden Marktgebiete verläuft am Terminmarkt sehr einheitlich; nur in den Quartalsfutures ist eine Abweichung zu beobachten. Im direkten Vergleich liegt der

## 5.3. Emissionsrechte

### 5.3.1. EEX Carbox und Handelsvolumina

Der EEX Carbox ist ein Preisindex für EU-Emissionsberechtigungen (EUAs), der börsentäglich in einer Intraday-Auktion am Spotmarkt der EEX ermittelt wird. Ein EUA berechtigt zum Ausstoß von einer Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent (t CO<sub>2</sub>).



Die täglichen Umsätze schwanken im zweiten Quartal 2010 deutlich, steigen zunächst bis Ende April an und kollabieren danach. Ab Mitte Juni kann wieder von einem wachsenden Volumen gesprochen werden. Für den 23. April ist mit fast 700.000 EUAs der höchste Umsatz zu verzeichnen. In der Grafik nicht enthalten sind die aus den Primärmarktauktionen stammenden Volumina. Diese Auktionen wurden im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit für den Spotmarkt erstmalig am 5. Januar 2010 und danach an jedem Dienstag durchgeführt. Es wurden jeweils 300.000 EUAs versteigert.

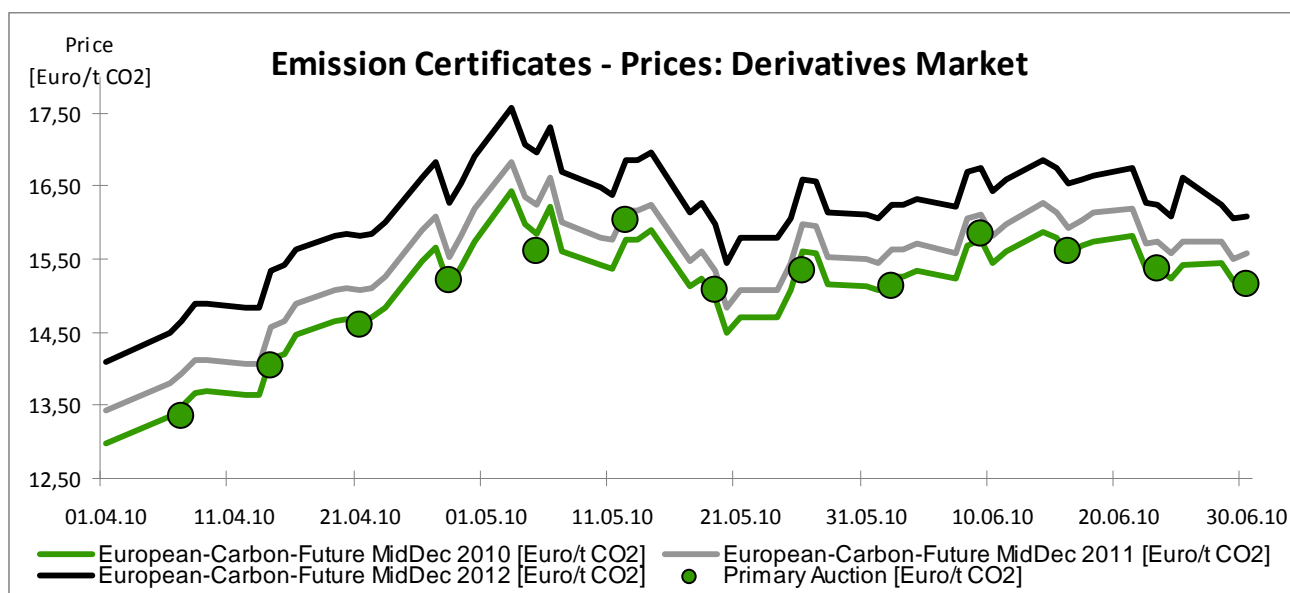
Der Carbox schwankt während des zweiten Quartals 2010 zwischen 12,50 und 16,50 Euro/t CO<sub>2</sub>. Ausgehend von knapp 12,50 Euro/t CO<sub>2</sub> steigt der Carbox zunächst auf den höchsten Wert des Quartals von 16,05 Euro/t CO<sub>2</sub>. Darauf folgt eine rund dreiwöchige Abwärtsbewegung bis auf ein lokales Minimum von etwa 14,50 Euro/t CO<sub>2</sub>. Der Rest des Quartals ist von einer weiteren leichten Aufwärtstendenz bei nachlassender Volatilität geprägt. Die in den Primärmarktauktionen ermittelten Zuschlagspreise spiegeln den Verlauf des Carbox für den Sekundärmarkt wider. Insgesamt legt der Carbox im Betrachtungszeitraum um 3,00 Euro/tCO<sub>2</sub> zu

### 5.3.2. EEX Preisentwicklung - Terminmarkt EU-Emissionsberechtigungen (EUA) -

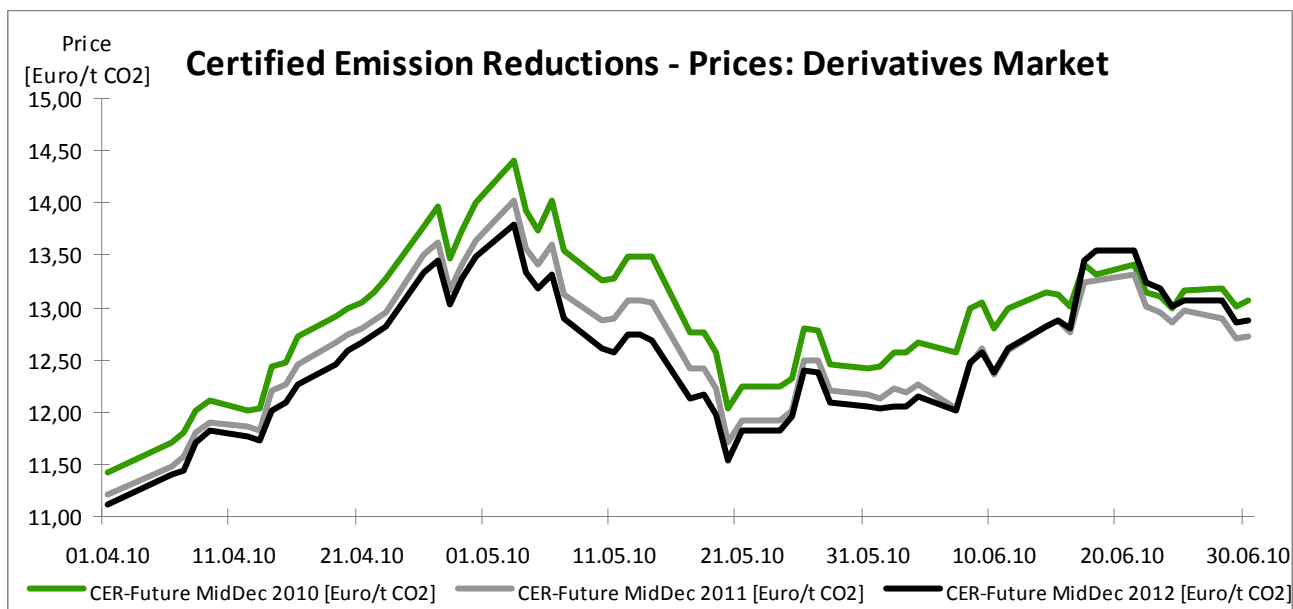
Die zweite Handelsperiode für EUAs begann am 01. Januar 2008. Derzeit sind Futures-Kontrakte mit den Fälligkeiten Dezember 2010 bis Dezember 2012 der zweiten Handelsperiode handelbar.

Die Preisentwicklung der EUA-Futures für die Fälligkeiten Dezember 2010 bis Dezember 2012 verläuft nahezu identisch, wobei die Preisniveaus mit dem Zeitpunkt der Fälligkeit zunehmen. Auch hier lässt sich eine dem Spotmarkt vergleichbare Entwicklung der Futurespreise beobachten. Die Schwankungsbreite der unterschiedlichen Fälligkeiten ist vergleichbar mit der des Carbis, die absoluten Preise am Terminmarkt übersteigen die des Spotmarktes.

Die Zuschlagspreise der Primärmarktauktionen am Terminmarkt, die entsprechend der Spotmarktversteigerungen im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wöchentlich mittwochs durchgeführt werden und je 570.000 EUAs umfassen, sind ebenfalls in der obigen Grafik dargestellt. Auch am Terminmarkt folgen die in den Primärmarktauktionen ermittelten Preise denen des entsprechenden Sekundärmarktcontractes.



### 5.3.3. EEX Preisentwicklung – Terminmarkt Certified Emission Reductions (CER) -



Certified Emission Reductions Futures (CER-Futures) sind Emissionsgutschriften, die durch Emissionsreduktionsprojekte in Entwicklungsländern erzeugt werden und für die Erfüllung von Kyoto-Verpflichtungen eingesetzt werden können. Sie können an der EEX für die Fälligkeiten 2010 bis 2012 gehandelt werden.

Die Preise der CER-Futures folgen einem den EUA-Futures ähnlichen Verlauf und sind von erheblicher Volatilität in einer Preisspanne zwischen knapp unter 11,00 und 14,50 Euro/t CO<sub>2</sub> gekennzeichnet. Dabei liegen die Kontrakte mit den Fälligkeiten 2011 und 2012 zunächst preislich auf demselben Niveau, während der 2010-Kontrakt circa 0,50 Euro/t CO<sub>2</sub> darüber notiert. Während des Quartals und insbesondere im Juni sinkt der Preis des 2010-Kontraktes auf das Niveau des ein Jahr früher fälligen Kontraktes und liegt an einigen Tagen sogar darunter. Parallel dazu vergrößert sich die Differenz zwischen den Preisen der 2011 und 2012 fälligen Kontrakte, da der 2012 Jahr fällige relativ zum 2011-Kontrakt teurer wird. Ende Juni ist der Kontrakt mit Fälligkeit 2010 rund 0,30 Euro/t CO<sub>2</sub> teurer als die beiden Kontrakte späterer Fälligkeit.

---

## 6. Börsenglossar

An dieser Stelle möchten wir Ihnen ein kleines Glossar für den Börsenhandel und die Energie- und energienahen Märkte vorstellen, das wir kontinuierlich weiterentwickeln. In dieser Ausgabe erweitern wir das Glossar um einige Begrifflichkeiten im Themenbereich Gashandel.

### Erdgas

Erdgas ist eine Mischung aus Methan, anderen Alkanen, Stickstoff und Kohlendioxid. Je nach genauer Zusammensetzung dieser Bestandteile wird Erdgas in H-Gas und L-Gas unterschieden.

### H-Gas

H-Gas (hochkalorisch) ist die Erdgassorte mit dem höheren Methangehalt (ca. 87-99%) und demnach auch dem höheren Energiegehalt und Brennwert.

### L-Gas

L-Gas (niederkalorisch) ist die Erdgassorte mit dem niedrigeren Methangehalt (ca. 80-87%) und hat den niedrigeren Energiegehalt und Brennwert.

### Netzbetreiber

Als Netzbetreiber bezeichnet man Einspeisenetzbetreiber, Ausspeisenetzbetreiber und Bilanzkreisnetzbetreiber. Netzbetreiber sind u.a. dazu verpflichtet, die an den jeweiligen Einspeisepunkten nominierten Gasmengen abzunehmen sowie die an den Ausspeisepunkten nominierten Gasmengen zeitgleich und mit demselben Energiegehalt zu übergeben.

### Marktgebiet

Als Marktgebiet bezeichnet man ein netzbetreiberübergreifendes, zusammenhängendes Netzgebiet.

### Virtueller Handelspunkt

Als virtuellen Handelspunkt bezeichnet man in jedem Marktgebiet jenen fiktiven Punkt, für den Gasmengen zur Ein- und Ausspeisung innerhalb dieses Marktgebietes gehandelt werden können. Durch den virtuellen Handelspunkt kann Gas gehandelt werden, ohne dass Kapazitätsbuchungen bestimmter Leitungen, Ein- oder Ausspeisepunkte vorgenommen werden müssen.

### Regelenergie

Als Regelenergie bezeichnet man die Energie, die für die Stabilität eines Netzes durch kurzfristige Schwankungen von Angebot und Nachfrage erforderlich ist.

### Bilanzkreisnetzbetreiber

Als Bilanzkreisnetzbetreiber bezeichnet man den Netzbetreiber eines Bilanzkreises. Er ist für den planmäßigen operativen Ablauf des Gastransports innerhalb seiner Bilanzkreise sowie deren Abwicklung verantwortlich. Dazu gehören u.a. die Beschaffung der notwendigen Regelenergie, das Nominierungsmanagement am virtuellen Handelspunkt, und die Abrechnung der Bilanzkreise.

### Bilanzkreis

Als Bilanzkreis bezeichnet man eine Menge von mindestens je einem Ein- und Ausspeisepunkt, für die die Saldierung sämtlicher Ein- und Ausspeisungen vorgenommen wird. Pro Marktgebiet darf es nur einen Bilanzkreis geben.

### Transportkunde

Als Transportkunde bezeichnet man ein Unternehmen, das in einem Gasnetz entgeltlich den Transport von Gas bei dem entsprechenden Netzbetreiber in Auftrag geben kann. Die Konditionen dieses Transports werden in einem Lieferantenrahmenvertrag definiert. Durch Abschluss eines Bilanzkreisvertrages kann ein Transportkunde Bilanzkreisverantwortlicher werden.

### Bilanzkreisverantwortlicher

Als Bilanzkreisverantwortlichen bezeichnet man den wirtschaftlich Verantwortlichen eines Bilanzkreises. Er ist dafür verantwortlich, dass in seinem Bilanzkreis die Summe der Einspeisungen der Summe der Ausspeisungen entspricht und die notwendigen Nominierungen bei den betroffenen Ein- und Ausspeisenetzbetreibern vorzunehmen.

### Zweivertragsmodell / Entry-Exit-Modell

Als Zweivertragsmodell bezeichnet man das System, das den Zugang von Transportkunden zum Gasnetz eines Marktgebietes regelt. Danach ist es ausreichend, wenn Transportkunden die von ihnen benötigten Kapazitäten bei den betroffenen Ein- und Ausspeisenetzbetreibern buchen. Der genaue Transportweg des Gases wird durch die Netzbetreiber bestimmt. Statt mit jedem der Netzbetreiber, durch deren Netze das Gas geleitet wird, muss der Transportkunde nach dem Zweivertragsmodell lediglich mit den jeweiligen Ein- und Ausspeisenetzbetreibern Verträge abschließen.

## 7. Die EEX in der Presse

### 7.1.1. EEX Primärmarktversteigerung von Emissionsberechtigungen am Spotmarkt erfolgreich gestartet

*05.01.2010* Am Spotmarkt der European Energy Exchange AG (EEX) startete heute die Primärmarktversteigerung von europäischen Emissionsberechtigungen (EUA), die die EEX im Auftrag des Bundesumweltministeriums durchführt. Um 11 Uhr fand die erste Auktion am Spotmarkt der Börse statt.

Die vorgesehene Menge von 300.000 EUA wurde wie geplant versteigert. Die Summe der Kaufgebote überstieg mit knapp 2 Millionen EUA die festgelegte Versteigerungsmenge deutlich, es wurde mehr als das 6-fache der Auktionsmenge nachgefragt. In der Auktion wurde der Preis mit 12.67 Euro/EUA festgestellt.

Die erste Auktion am Terminmarkt wird morgen Nachmittag 15 Uhr durchgeführt.

Die EEX führt die Versteigerungen der nicht kostenfrei zugeteilten Berechtigungen in einem regelmäßigen Turnus durch: Von Januar bis Oktober 2010 und 2011 werden wöchentlich 300.000 EUA am Spotmarkt und wöchentlich 570.000 EUA am Terminmarkt im Mid-December Kontrakt des laufenden Jahres versteigert. Die verbleibenden Mengen werden im November und Dezember am Spotmarkt versteigert. Insgesamt handelt es sich um 41 Millionen EUA für das Jahr 2010. Das sind 10 % der Gesamtmenge an ausgegebenen EUA in Deutschland.

Alle Börsenmitglieder, die für den Handel von Emissionsberechtigungen an der EEX zugelassen sind, können ohne weitere Zulassungsvoraussetzungen an den Versteigerungen teilnehmen. Dies beinhaltet für die Auktion am Terminmarkt auch alle im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Produktkooperation zugelassenen Eurex-Teilnehmer. Clearing und Abwicklung der EUA wird über die etablierten Prozesse der European Commodity Clearing AG (ECC) gewährleistet.

### 7.1.2. EEX: Within-Day Gashandel erfolgreich gestartet

*02.03.2010* Die European Energy Exchange AG (EEX) startete wie geplant am 1. März 2010 den Handel des Within-Day Produkts am Spotmarkt für Erdgas. Am ersten Handelstag verzeichnete die EEX ein reges Interesse der Teilnehmer. Das Volumen im Within-Day Handel belief sich auf 40.068 MWh (Marktgebiete GASPOOL und NCG), wobei insgesamt 49 Handelsgeschäfte abgeschlossen wurden. Es beteiligten sich 13 Unternehmen aktiv am Handel, darunter advanced energy trading, Danske Commodities, EconGas, Energiehandelsgesellschaft West, Enovos Deutschland, E.ON Energy Trading, NetConnect Germany, optimization engineers, PCC Energie, Syneco Trading, Technische Werke Ludwigshafen und VNG – Verbundnetz Gas.

Die Einführung des Within-Day Kontrakts erweitert den Spotmarkt für Erdgas der EEX und ist ein zusätzlicher Schritt zur Integration des Regelenergiehandels an der Börse. Das Produkt ermöglicht den Teilnehmern den untertägigen Handel von Erdgas für den aktuellen Gasliefertag für die Marktgebiete GASPOOL und NCG. Der Lieferzeitraum umfasst die restlichen Stunden des jeweils aktuellen Erdgasliefertages, abzüglich drei Stunden Vorlaufzeit zur nächsten vollen Stunde.

---

Für den Erdgashandel an der EEX sind derzeit insgesamt 80 Teilnehmer zugelassen (71 Teilnehmer am Spotmarkt und 59 Teilnehmer am Terminmarkt).

### **7.1.3. EEX: Phelix Week Futures planmäßig gestartet**

30.03.2010 Die EEX Power Derivatives startete am 29. März 2010 planmäßig den Handel mit Phelix Week Futures. Am ersten Handelstag wurde ein Volumen von 9.900 MWh im neuen Produkt umgesetzt. Die finanziell abgerechneten Futures auf Wochenbasis ergänzen die Phelix Monats-, Quartals- und Jahresfutures und ermöglichen den Handelsteilnehmern börsliche Transaktionen sowie die Registrierung von OTC-Geschäften auch für das kurze Ende der Terminmarktkurve.

Der Phelix Week Future mit den Lastbereichen Baseload und Peakload ist für die jeweils aktuelle Woche und die nächsten vier Wochen handelbar und kann – wie auch die bestehenden Phelix Futures Produkte – im Rahmen der EEX/Eurex Kooperation auch von Teilnehmern der Eurex über ihre bestehende Infrastruktur gehandelt und gecleart werden.

### **7.1.4. EEX demands extension of Reverse Charge Procedure to trading in Power and Natural Gas**

2010/05/11As in the case of CO<sub>2</sub> trading, possible sales tax fraud in trading in power and natural gas would also cause considerable tax losses. For this reason, trading in power and natural gas also needs to be protected against sales tax fraud. Iris Weidinger, CFO of European Energy Exchange AG (EEX), emphasises: “An extension of the reverse charge procedure to national power and natural gas trading transactions can effectively prevent sales tax fraud. For this reason, EEX demands the introduction of the reverse charge procedure also for the spot market for power and natural gas throughout Europe.” EEX is contacting marketing participants and associations in order to jointly look into possibilities for a detailed design.

Under the requested reverse charge procedure the sales tax liability is transferred from the seller to the buyer and the payment of sales tax is shifted to the end of the tax chain. The buyer does not pay the sales tax to the seller but retains it and the sales tax liability and input tax are netted out. As a result of this, fraud by a “sales tax carousel”, in which German companies buy the product abroad and then sell it within Germany without paying sales tax, will no longer be possible.

However, in order to prevent definition difficulties the reverse charge procedure should only be applied on the wholesale market for power and gas deliveries.

The European Union has recently adopted the amending directive for the extension of the reverse charge procedure to national trading in CO<sub>2</sub> emission allowances in order to prevent carousel transactions in national trading in CO<sub>2</sub> emission allowances. On account of the planned adjustment of the German sales tax law as of 1 July 2010 sales tax fraud in emissions trading in Germany will be excluded in the future.

## Impressum

Herausgeber:  
European Energy Exchange  
Handelsüberwachungsstelle  
Augustusplatz 9  
04109 Leipzig  
Deutschland

Verantwortlich für den Inhalt:  
Dr. Wolfgang von Rintelen  
Tel.: +49 (0) 341 / 21 56–250  
Fax: +49 (0) 341 / 21 56–109  
Internet: [www.eex.com](http://www.eex.com)  
[wolfgang.rintelen@eex.com](mailto:wolfgang.rintelen@eex.com)

Erscheinungsweise: quartalsweise

Subskription: [surveillance@eex.com](mailto:surveillance@eex.com)

## Disclaimer

Die im Market Monitor enthaltenen Angaben und Mitteilungen sind ausschließlich zur Information bestimmt und stellen keine Anlageberatung dar. Keine der hierin enthaltenen Informationen begründet ein Angebot zum Verkauf oder die Werbung von Angeboten zum Kauf von Produkten, die an der EEX gehandelt werden, seien es Produkte am Spotmarkt oder Terminmarktprodukte wie Optionen oder Futures. Die EEX und EEX AG haften nicht dafür, dass die im Market Monitor enthaltenen Informationen vollständig oder richtig sind. Infolgedessen sollte sich niemand auf die hierin enthaltenen Informationen verlassen. Die EEX und EEX AG haften nicht für Schäden aufgrund von Handlungen, die ausgehend von den in dem Market Monitor enthaltenen Informationen vorgenommen werden.