

## Strom als Instrument zur Diversifikation von Investoren-Portfolios

Die Wasserkraft ist die am besten erforschte, am weitesten entwickelte erneuerbare Energie. Wasserkraft bezeichnet das Umwandeln der im Wasser gespeicherten kinetischen Energie. Ungefähr 20 Prozent der weltweiten erzeugten Energie stammen aus Wasserkraftwerken. Damit ist die Wasserkraft die derzeit einzige erneuerbare Energiequelle, welche einen wesentlichen Beitrag zur Gesamtproduktion von Elektrizität leistet.<sup>1)</sup>

Atome sind die Basis für die Stromproduktion in Kernkraftwerken (KKW). Kernkraftwerke erzeugen Bandenenergie, das heißt sie werden rund um die Uhr mit der gleichen Leistung betrieben und decken so den Grundbedarf an Strom. Das Kernkraftwerk ist eine weiterentwickelte Form des thermischen Kraftwerks. Im Reaktor des KKW wird durch die kontrollierte Kernspaltung von Uranatomkernen eine immense Wärme (thermische Energie) freigesetzt, welche durch die Dampferzeugung Turbinen und Generatoren antreibt.<sup>2)</sup>

### Unterschiedliche Produktionsquellen der verschiedenen Länder

Konventionell-thermische Energie ist die Kraft der Wärme. Um aus Wärme Elektrizität zu gewinnen, braucht man brennbare Materialien wie fossile Brennstoffe. Diese Stoffe beinhalten sogenannte „chemische Energie“, die bei der Verbrennung freigesetzt wird. Diese chemische Energie ist die Wärme, welche eine Dampf- oder Gasturbine antreibt und dabei mechanische Energie erzeugt. Die mechanische Energie treibt den Generator an, der Elektrizität produziert.<sup>3)</sup>

Das Wort Photovoltaik ist eine Zusammensetzung aus dem griechischen Wort für Licht und dem Namen des Physikers Alessandro Volta. Es bezeichnet die direkte

Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. Die Photovoltaik – besser bekannt unter dem Namen Solarenergie – hat den Vorteil einer sauberen und ökologischen Stromerzeugung. In den dünnen Siliziumscheibchen einer Solarzelle werden durch das Licht positive und negative Ladungsträger freigesetzt, das heißt, die Solarzelle erzeugt Gleichstrom aus dem Sonnenlicht.<sup>4)</sup> Die Herstellung von Elektrizität unter Einsatz der verschiedenen Möglichkeiten unterscheidet sich in den einzelnen Ländern teils sehr deutlich (siehe Abbildung 1).

Für die Strompreisfindung an den nationalen Börsen findet die sogenannte Merit-Order Anwendung. Als Merit-Order bezeichnet man an der Strombörse die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese setzt sich aus am Vortag abgegebenen stünd-

lichen Preis-Mengen-Geboten der Stromanbieter zusammen. Die Kraftwerke erhalten, beginnend mit dem niedrigsten Preis, von der Börse einen Zuschlag, bis die prognostizierte Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken.

Die Abbildung 2 zeigt hierbei die Stromproduktion in Deutschland am 9. April 2008, welche durch eine geringe Windproduktion (drei Prozent) gekennzeichnet war. Hierdurch mussten noch die teureren erdgas- und erdölbetriebenen Anlagen hinzugeschaltet werden, was zu einem Strompreis je MWh in Höhe von 132,70 Euro führte.

### Hohe Volatilität am Terminmarkt

Der 22. April 2008 zeichnete sich durch eine relativ hohe Windproduktion aus (20 Prozent), womit weniger gasbetriebene und keine erdölbetriebenen Produktionsanlagen aufgeschaltet werden mussten (Abbildung 3). Dies resultierte in einem Strompreis von 61,90 Euro je MWh an diesem Tag. In Deutschland kann die Windenergie in der Spitze bis zu 25 Prozent der gesamten Stromproduktion ausmachen, was zu einer hohen wetterbedingten Volatilität der Preise am Spotmarkt führt. Strom kann nicht gespeichert werden und muss deshalb sofort verbraucht oder ins Ausland verkauft werden. Ferner variiert der Verbrauch je nach Tages- und Jahreszeit, weshalb der Preis von Strom am Spotmarkt und im jeweiligen Liefermonat am Terminmarkt oftmals mit einer sehr hohen Volatilität verbunden ist. Ein unerwartet starker Anstieg in der Stromnachfrage,

*Claus Hilpold, CFA, CAIA, Managing Director, POLARIS Investment Advisory AG, Zürich*

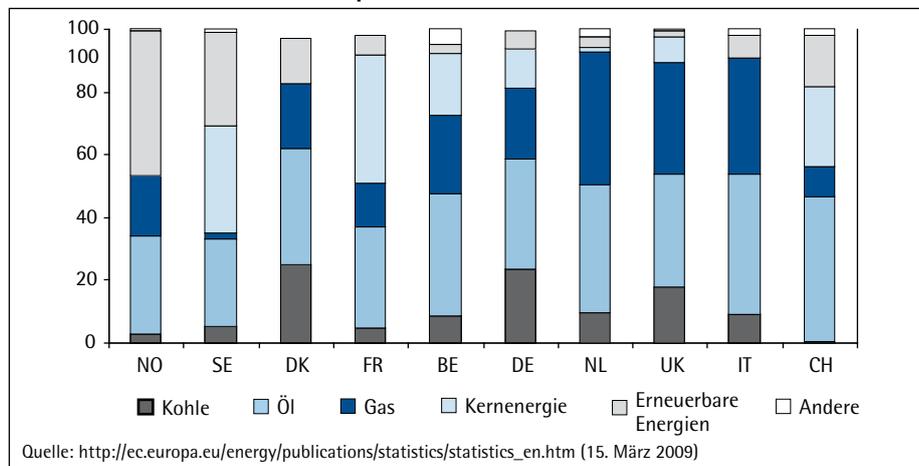
*Erhebliche Ineffizienzen auf den internationalen Strommärkten, so erläutert der Autor anhand seiner Marktanalyse, eröffnen den Stromproduzenten wie auch großen industriellen Stromkonsumenten die Möglichkeit, durch den Einsatz von Finanzinstrumenten an regulierten Strombörsen eine Planungssicherheit zu erzielen. Und gleichzeitig können handelsorientierte Teilnehmer, wie beispielsweise spezialisierte Anlagefonds, durch entsprechende Positionierungen attraktive und unkorrelierte Renditen erzielen und damit ihr Gesamtportfolio breiter diversifizieren. Dass die handels- und nicht-handelsorientierten Akteure dabei meist implizit Gegenpositionen einnehmen, wertet der Autor als willkommene Zuführung von Liquidität und als Beitrag zur Optimierung der Interessenlage. (Red.)*

beispielsweise wetterbedingt durch außergewöhnlich kalte Temperaturen im Winter (zusätzliche Heizaggregate) oder überproportional heiße Temperaturen im Sommer (zusätzliche Klimaanlage) kann eine Ursache bilden für eine erhöhte Stromnachfrage und einem damit verbundenen Strompreisanstieg. Die Abbildung 4 visualisiert die Preisentwicklung der beiden Stromfutures, dem kurzfristigen EEX 15day MA und dem langfristigen German Power YT10.<sup>5)</sup>

Die dazugehörigen Statistiken in Abbildung 5, basierend auf täglichen Zahlenreihen, zeigen die wesentlich höhere Volatilität des nahe liegenden Future-Kontraktes versus dem in 2010 fälligen Kontrakt auf. Die realisierte Volatilität betrug in den vergangenen zwölf Monaten 44,8 Prozent für den nahe liegenden Lieferverfallsmonat versus 27 Prozent für den in 2010 fälligen Future-Kontrakt. Bei einem zweijährigen Betrachtungshorizont betrug der Unterschied gar 83,6 versus 27,8 Prozent.

Die Volatilität der Strompreise im kurzfristigen Handel (also am Spotmarkt) lässt sich auch durch folgendes Beispiel verdeutlichen. Der Juli 2006 war ein außerordentlich heißer und trockener Monat. Dies führte einerseits zu einem Anstieg der Stromnachfrage (Klimaanlagen) und andererseits zu einer Einschränkung der Produktion (Kühlungsprobleme bei AKW). Die Folge waren Rekordpreise an den europäischen Strombörsen: Am 25. Juli 2006 erreichte der Preis für eine MWh mit 2 000 Euro einen Höchststand, wohingegen die

**Abbildung 1: Produktion von Elektrizität nach jeweiligen Energiequellen in unterschiedlichen Ländern Europas (2006)**



ser am 4. September 2006 wieder bei 57 Euro je MWh notierte.<sup>6)</sup>

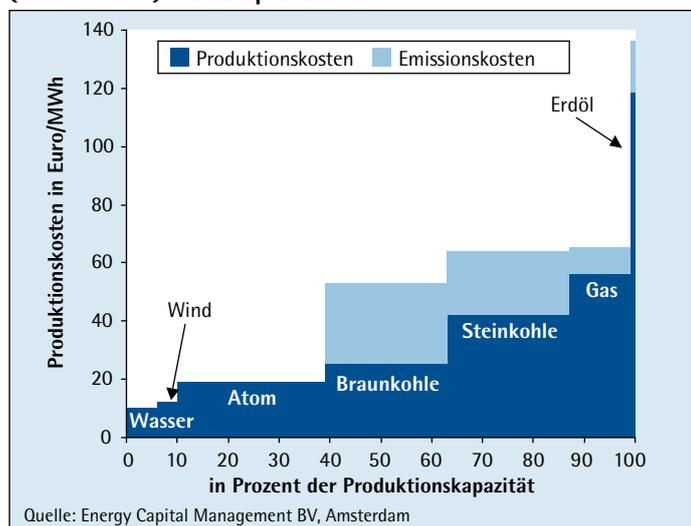
### Die Liberalisierung des Marktes

Durch die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte hat das Thema Stromhandel für die Energieversorger stark an Bedeutung gewonnen. Vor der Liberalisierung wurde der Strom zumeist bei einigen wenigen Lieferanten bezogen und zu den Kunden in den jeweiligen Versorgungsgebieten weiterverkauft. Diese langfristigen Lieferverträge weichen immer mehr Verträgen mit kurzfristiger Dauer. Strom- und Stromterminbörsen sind dadurch ein wichtiger Aspekt der veränderten Wettbewerbssituation geworden, da sie, wie andere

Börsen auch, den Abschluss von Verträgen zu marktgerechten Preisen ermöglichen.

Die Vorreiterrolle in diesem Bereich der europäischen Strombranche hat die skandinavische Strombörse Nord Pool übernommen, die durch die frühe Liberalisierung des Strommarktes in Skandinavien im Jahr 1993 entstanden ist. In Amsterdam wurde 1999 die Amsterdam Power Exchange (APX) gegründet, 2000 die Energiebörse European Energy Exchange (EEX) in Frankfurt am Main und die Leipzig Power Exchange (LPX), die im Jahr 2002 zur EEX mit Sitz in Leipzig fusionierten. Seit der Liberalisierung des österreichischen Marktes im Jahr 2001 gibt es auch in Österreich eine Strombörse, die Energy Exchange Austria (EXAA).<sup>7)</sup>

**Abbildung 2: Grenzkosten bei der deutschen Stromproduktion (Merit-Order) am 9. April 2008**



**Abbildung 3: Grenzkosten bei der deutschen Stromproduktion (Merit-Order) am 22. April 2008**

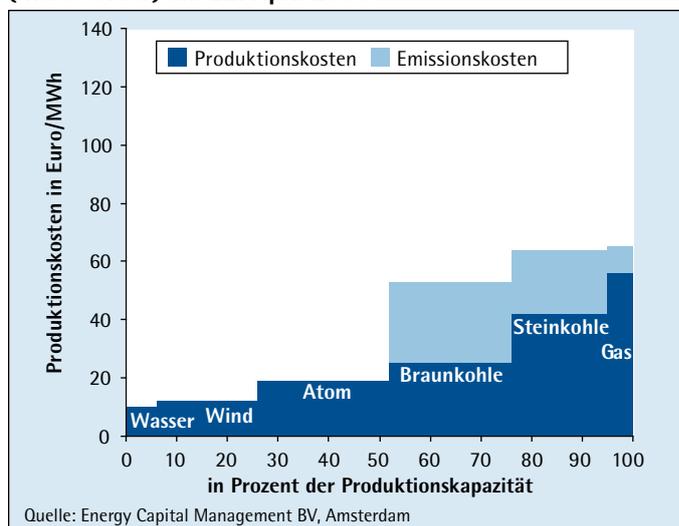
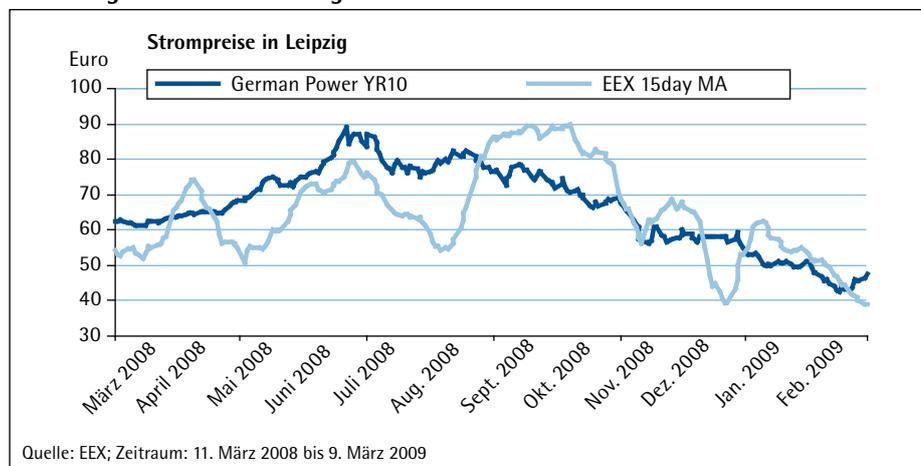


Abbildung 4: Preisschwankungen in Stromfutures an der EEX



Die European Energy Exchange AG (EEX) hat sich seit ihrer Gründung im Jahr 2002 als führender Energiehandelsplatz positioniert: Die Preise, die Tag für Tag an der EEX notiert werden, dienen europaweit als Referenzpreise. Mit 218 Handelsteilnehmern aus 19 Ländern<sup>8)</sup> ist die EEX heute die teilnehmer- und umsatzstärkste Energiebörse in Kontinentaleuropa. Die EEX bietet einen Marktplatz für ein breites Spektrum an Energie und energienahen Produkten: Strom, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen werden sowohl kurzfristig am Spotmarkt als auch langfristig am Terminmarkt bis zu sechs Jahre in die Zukunft gehandelt.<sup>9)</sup>

Die Nachfrage im Strommarkt ist vor allem durch zeitlich differenziertes Verbraucherverhalten gekennzeichnet (Lastprofil). Um diesem Umstand gerecht zu werden, unterscheiden sich auch die angebotenen Produkte an einer Strombörse vor allem durch die zeitliche Länge der Lieferung. Am EEX-Spotmarkt können Spotkontrakte auf Strom gehandelt werden. Die Spotkontrakte an der EEX unterscheidet man nach

der Lieferdauer des Stromes in Stunden- und Blockkontrakte. Bei Stundenkontrakten wird die Lieferung von Strom mit konstanter Leistung über eine vorgegebene Lieferstunde gehandelt. Bei Blockkontrakten wird die Lieferung von Strom mit konstanter Lieferleistung über mehrere Lieferstunden gehandelt. Es werden folgende Blockkontrakte gehandelt:

- Grundlastlieferung (Baseload-Kontrakt) für jeden Tag (Montag bis Sonntag).
- Tages-Spitzenlastlieferung (Peakload-Kontrakt) für jeden Wochentag (Montag bis Freitag).
- Wochenend-Grundlastlieferung (Weekend-Baseload-Kontrakt) für jedes Wochenende (Samstag und Sonntag).

Tages-Spitzenlastlieferungen (Peakload) umfassen die zwölf Stunden von 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr eines Tages.<sup>10)</sup> Als Off-Peak bezeichnet man die Blöcke vor und nach einem Peakload-Block.

**Stromfutures**

Bei Futures mit physischer Erfüllung kommen Käufer und Verkäufer bei Geschäftsabschluss überein, Strom zu einem in der Zukunft liegenden bestimmten Lieferzeitraum mit bestimmter Menge, Lastprofil und Lieferort zum vereinbarten Preis zu liefern beziehungsweise zu bezahlen. Bei Futures mit finanzieller Erfüllung (Barausgleich) kommen Käufer und Verkäufer bei Geschäftsabschluss überein, die Preisdifferenz zwischen vereinbartem Preis und zukünftigem Marktpreis in bar auszugleichen.

Abbildung 5: Statistiken Preisschwankungen in Stromfutures an der EEX (Zeitraum 12. März 2007 bis 9. März 2009 (24 Monate))

		12 Monate	24 Monate
Vola	German Power YR10	27,0%	27,8%
	EEX 15day MA	44,8%	83,6%
Max	German Power YR10	6,6%	6,6%
	EEX 15day MA	13,2%	23,1%
Min	German Power YR10	- 6,7%	- 6,7%
	EEX 15day MA	- 10,3%	- 15,6%

Am EEX-Terminmarkt können folgende Stromfutures gehandelt werden:

- German-Baseload-Futures (physische Erfüllung),
- German-Peakload-Futures (physische Erfüllung),
- French-Baseload-Futures (physische Erfüllung),
- French-Peakload-Futures (physische Erfüllung),
- Phelix-Base-Futures (Barausgleich),
- Phelix-Peak-Futures (Barausgleich).

Folgendes Beispiel soll die Funktionsweise eines Absicherungsgeschäftes unter Anwendung eines Phelix-Base-Month-Futures verdeutlichen: Ein Stromproduzent plant, 30 MW seiner Stromproduktion im Monat September 2009 vollständig (24 Stunden, 30 Tage) am EEX-Spotmarkt über Stundenkontrakte zu verkaufen. Er kalkuliert mit einem Preis von durchschnittlich 29 Euro/MWh. Da der Strommarktpreis nicht sicher vorhersehbar ist, tätigt er im Februar 2009 ein Preissicherungsgeschäft, indem er 30 Kontrakte des Phelix-Base-Month-Futures für September 2009 zu 29 Euro/MWh verkauft. Der geplante Erlös aus der Stromlieferung beträgt „30 MW x 24 h/Tag x 30 Tage x 29 Euro/MWh = 626 400 Euro“.<sup>11)</sup>

Wie geplant veräußert der Stromproduzent 30 MW pro Stunde, beginnend am 29. August 2009 für den ersten Liefertag (1. September 2009) und endend am 29. September 2009 für den letzten Liefertag (30. September 2009). Er gibt dabei für jede der 24 Stunden eines jeden Liefertags im September preisunabhängige Gebote mit der Folge ab, dass er die 30 MW in jeder Stunde zum jeweils gültigen Spotmarktpreis verkauft. Somit realisiert er in Monatsbetrachtung genau den Durchschnitt der täglichen Spotmarktindizes Phelix Base als Preis. Jedoch ist dieser Durchschnitt in dem Beispiel unter den geplanten Wert von 29 Euro/MWh gefallen. Der Stromproduzent erlöst am Spotmarkt im Durchschnitt nur 26,70 Euro/MWh und bleibt damit 49 680 Euro unter dem geplanten Erlös. Durch die Gewinne (Variation Margin) aus dem Future-Kontrakt in Höhe von 49 680 Euro wird genau dieser Mindererlös am Spotmarkt ausgeglichen.

**Optionen**

Eine Option auf einen Future ist ein Vertrag zwischen zwei Parteien, bei dem der

Käufer gegen Zahlung des Optionspreises (Prämie) das Recht erhält, beispielsweise einen bestimmten Future-Kontrakt (Basiswert) in festgelegter Menge an einem festgelegten Zeitpunkt zu einem im Voraus bestimmten Preis (Basispreis/Strike Price) zu kaufen (Call) oder zu verkaufen (Put). Der Verkäufer (Stillhalter) übernimmt die Verpflichtung, den Basiswert zum festgelegten Basispreis zu verkaufen (Call) beziehungsweise zu kaufen (Put), sofern der Käufer sein Recht in Anspruch nimmt. Als Gegenleistung erhält er den vom Optionskäufer bezahlten Optionspreis. Am EEX-Terminmarkt kann die Phelix-Base-Option auf Strom gehandelt werden.

Folgendes Beispiel soll den Einsatz von Optionen aus Sicht eines Industrieunternehmens verdeutlichen. Ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 25 MW Grundlast, aber ohne eigene Erzeugungsmöglichkeiten möchte zu jedem Zeitpunkt den günstigsten Preis für seine Strombeschaffung erzielen. Für den Monat Mai hat das Industrieunternehmen seinen Strombedarf noch nicht eingedeckt. Damit das Unternehmen wirtschaftlich produzieren kann, muss es in jedem Falle ein Strompreis von unter 31 Euro/MWh realisieren. Der Futurepreis für den Phelix-Base-Month-Future für den Monat Mai liegt am 10. März mit 25 Euro /MWh unterhalb der Vorgabe.

Die Risikorichtlinie des Unternehmens erlaubt es nicht, den Strombezug für Mai offen zu halten. Durch den Kauf von Calls sichert sich das Industrieunternehmen einen maximalen Einkaufspreis, der dem Ausübungspreis der Option zuzüglich der gezahlten Optionsprämie entspricht. Das Industrieunternehmen entscheidet sich 25 Calls auf den Phelix-Base-Month-Future für den Monat Mai mit einem Ausübungspreis von 30 Euro/MWh gegen Zahlung einer Prämie von 0,90 Euro/MWh je Call zu kaufen. Insgesamt zahlt das Unternehmen eine Prämie von „25 MW x 0,90 Euro/MWh x 24 h/d x 31d = 16 740 Euro“.

Liegt der Future-Preis am Ausübungstag über dem Ausübungspreis von 30 Euro/MWh, so wird das Unternehmen als Käufer die Option ausüben und dadurch eine Kaufposition in Phelix-Base-Month-Futures für den Monat Mai zum günstigeren Ausübungspreis zugeteilt bekommen. Da das Unternehmen den Strom benötigt, wird es die Future-Position im Mai am Spotmarkt physisch erfüllen. Insgesamt er-

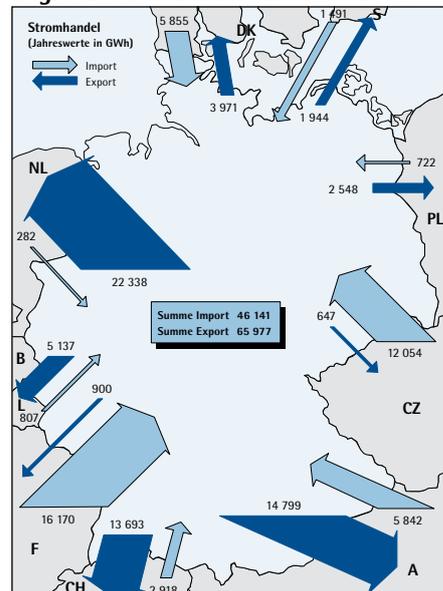
gibt sich dann der Strompreis aus 30 Euro/MWh über den physisch erfüllten Future-Kontrakt und zusätzlich aus 0,90 Euro/MWh für die gezahlte Optionsprämie. Im Fall steigender Future-Preise zahlt das Unternehmen mit 30,90 Euro/MWh nicht mehr als die wirtschaftlich verkraftbaren 31 Euro/MWh. Liegen die Marktpreise der Futures am Ausübungstag jedoch unter dem Ausübungspreis lohnt sich die Ausübung nicht. Stattdessen wird es den Strombedarf nun über eine Future-Position zum jeweiligen Marktpreis absichern.<sup>12)</sup>

### Innovative Investment-Strategien

Inter-Commodity-Spreads (Spark-Spread) und Time Spreads: Die Inter-Commodity-Strategien nutzen Preisdifferenzen unterschiedlicher Rohstoffe, die in der Regel eine hohe Korrelation zueinander aufweisen. Diese Preisdifferenzen können etwa durch kurzfristige Schwankungen auf der Angebots- oder Nachfrageseite entstehen. Mit Spark-Spreads wird der Spread (die Produktionsmarge) bei der Herstellung von Elektrizität aus Erdgas definiert; der Clean-Spark-Spread stellt hierbei die Differenz aus dem Preis für Elektrizität minus den notwendigen Kosten in Form von Erdgas und der entsprechend notwendigen Menge an Emissionsrechten her. Beim Handel in (Clean) Spark-Spreads werden Verwerfungen in der Preiskorrelation zwischen Elektrizität und Erdgas (plus Emissionsrechten) ausgenutzt.

Die Rationale für Time-Spreads hingegen ergibt sich aus dem Umstand, dass der Preis für Elektrizität in Deutschland in der Regel für Winterstrom deutlich höher no-

**Abbildung 6: Physischer Elektrizitätsfluss in und aus Deutschland in die angrenzenden Länder im Jahre 2007**



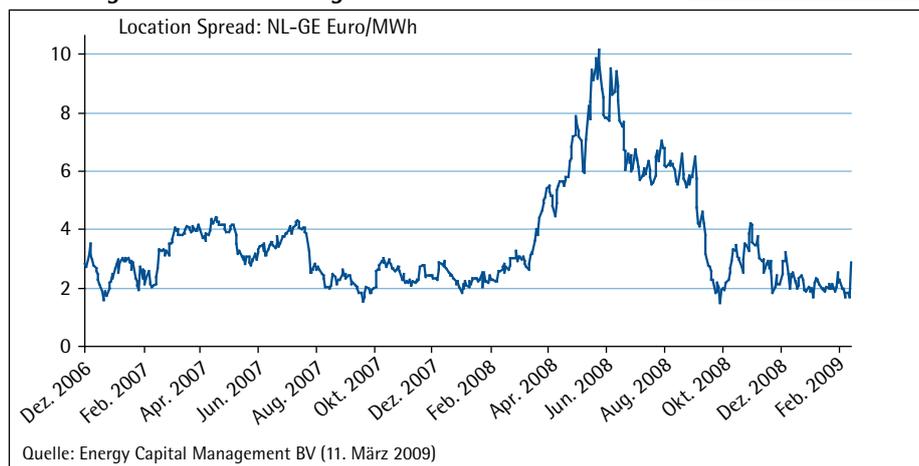
Quelle: BDEW, Berlin (11. März 2009)

tiert als für Sommerstrom. Dieser Spread bewegt sich in der Regel in einer Bandbreite von 0 bis 15 Euro/MWh. Von Zeit zu Zeit ergeben sich Opportunitäten um diesen Spread in einer Long- oder einer Short-Position aufzubauen und auf diese Weise von temporären Verwerfungen zu profitieren.

### Unterschiedliche Grenzkosten der Stromproduktion

Location-Spreads: Der unterschiedliche Produktionsmix von Strom in den verschiedenen Ländern Europas (siehe auch Abbildung 1) ist unter anderem ein Grund dafür,

**Abbildung 7: Preisschwankungen in Stromfutures an der EEX**



dass Strom an den verschiedenen Börsen in Europa zu unterschiedlichen Preisen je MWh gehandelt wird. So sind beispielsweise die Grenzkosten zur Produktion von Strom in den Niederlanden signifikant höher als in Deutschland. Dies liegt darin begründet, dass in den Niederlanden zirka zwei Drittel<sup>13)</sup> der Stromproduktion durch relativ teure erdgasbetriebene Anlagen erfolgt, wohingegen in Deutschland Kohle und Kernenergie einen Anteil von zwei Drittel<sup>14)</sup> bei den Energieträgern abdeckt. Die installierte Produktionskapazität für Elektrizität in Deutschland beträgt zirka 111 600 MW versus zirka 18 700 MW in den Niederlanden. Dies erklärt auch, dass die Niederlande die meiste Zeit des Jahres als Importeur von Elektrizität aus Deutschland auftritt. Derartige Ineffizienzen eröffnen Opportunitäten, von welchen aktive Händler im Strommarkt profitieren können.

In den vergangenen Jahren gab es keinen Handelstag an welchem der niederländische Preis für Elektrizität unterhalb des deutschen Preises notierte. Abbildung 7 zeigt den Preisverlauf des Location Spread zwischen niederländischer und deutscher Elektrizität (LS: NL – GE Euro/MWh). Aufgrund des unterschiedlichen Produktionsmixes ist es ferner äußerst unwahrscheinlich, dass dieser Location-Spread einen negativen Wert annehmen könnte, womit ein möglicher Verlust klar begrenzt wird.

### Vergleich des deutschen und des niederländischen Elektrizitätsmarktes

Im Vergleich zur Produktionskapazität in den Niederlanden (18 700 MW) ist die Netztransportkapazität relativ gering (2 500 MW). Vor dem Jahr 2013 ist hier keine Ausweitung zu erwarten. Die Netztransportkapazität ist im Grunde zu gering, als dass sich die beiden Preise hinreichend annähern können, das heißt bei den beiden Märkten handelt es sich de-facto um separate Märkte. Aus diesem Grunde bestimmen die zugrunde liegenden fundamentalen Faktoren der jeweiligen Märkte deren Preis. Im Falle dieser beiden Märkte ist dies im Wesentlichen der Produktionsmix zur Herstellung von Elektrizität.

Der deutsche und der niederländische Markt für Elektrizität sind verhältnismäßig kompetitive Märkte mit einer Vielzahl von Marktteilnehmern. Das gehandelte Volumen im deutschen Elektrizitätsmarkt ist etwa neunmal höher als im niederländischen Markt.

Im niederländischen Markt entspricht dies 400 TWh, das heißt viermal die Produktion und im deutschen 3 500 TWh oder sechseinhalbmal die Produktion. Industriekunden, welche ihren Bedarf absichern möchten, kaufen Elektrizität zumeist im Jahr vor Lieferung. Produzenten von Elektrizität hingegen, die ihre Produktion preislich absichern möchten, verkaufen ihre Produktion in der Regel zwei bis drei Jahre im Voraus. Dies bedeutet, sie verkaufen auf Termin Elektrizität und kaufen zum selben Zeitpunkt die Emissionsrechte und den Brennstoff (Kohle, Erdgas und Erdöl).

Handelsbeispiel – Location Spread (LS) – Long Elektrizität Niederlande versus Short Elektrizität Deutschland, Sommer 2006<sup>15)</sup>:

Das Handelsbeispiel bringt eine Marktmeinung zum zukünftigen Spread zwischen dem Preis für niederländische und deutsche Elektrizität für Q2 und Q3 2007 zum Ausdruck. Der zu diesem Zeitpunkt vorherrschende Spread in Höhe von 5,50 Euro/MWh ist zu gering vor dem Hintergrund der jeweiligen Grenzkosten bei der Stromproduktion, dieser war ferner nie negativ, weder am Spot- noch am Terminmarkt. Der Spread handelt gewöhnlich in einer Bandbreite von 2,50 bis 20 Euro/MWh. Die Risiken in diesem Handelsbeispiel sind quantifiziert und klar definiert und im Wesentlichen auf temporäre Bewertungsverluste (Mark-to-Market) begrenzt.

Kauf des Spreads bei 5,50 Euro/MWh im Juli 2006.

**Long:** Käufer 100 MW Elektrizität Niederlande Sommer 2007 zu 49 Euro/MWh – Gesamtkosten 21,5 Millionen Euro.<sup>16)</sup>

**Short:** Verkauf 100 MW Elektrizität Deutschland Sommer 2007 zu 43,50 Euro/MWh – Gesamtkosten 19,14 Millionen Euro<sup>17)</sup>

Total Margin (10 Prozent Margin-to-Equity) = 4,1 Millionen Euro.

**Mögliche Szenarien:** Die Wahrscheinlichkeit, dass der Spread unter 2,50 Euro/MWh fällt, ist sehr gering, ein Anstieg auf 20 Euro/MWh im Laufe eines Jahres hingegen denkbar. Wenn der Spread auf 2,50 Euro/MWh fällt, entspräche der Verlust = 1,32 Millionen Euro. Wenn der Spread auf 20 Euro/MWh steigt, entspräche der Gewinn = 6,6 Millionen Euro.

Der Handel an regulierten Strombörsen ermöglicht es, dass sowohl Stromprodu-

zenten als auch große industrielle Stromkonsumenten durch den Einsatz von Finanzinstrumenten eine Planungssicherheit für ihren physischen Handel erzielen können. Die unterschiedlichen Beweggründe und deren Ausführung von Stromproduzenten und -konsumenten bietet für handelsorientierte Teilnehmer, wie beispielsweise spezialisierte Anlagefonds, die Möglichkeit, durch entsprechende Positionierungen Renditen zu erzielen.<sup>18)</sup> Da dies meist implizit dadurch geschieht, dass sie die Gegenposition der beiden anderen „nicht handelsorientierten“ Teilnehmer einnehmen – führen sie dem Markt auf diese Weise Liquidität zu und optimieren damit auch deren Interessen. Institutionelle Investoren haben durch eine Investition in derartige Anlagefonds die Möglichkeit, aus diesen am Strommarkt bestehenden Ineffizienzen, attraktive und unkorrelierte Renditen zu generieren und ihr Gesamtportfolio breiter zu diversifizieren. Eine zumeist begrenzte Liquidität in den gehandelten Finanzinstrumenten hat zur Folge, dass derartige Anlagefonds klaren Kapazitätsgrenzen unterliegen, um einer sinnvollen Ausübung ihrer jeweiligen verfolgten Investmentstrategie nachzukommen.

### Fußnoten

<sup>1)</sup> Quelle: [http://www.poweron.ch/de/stromprod/wasserkraft\\_content---1--1215.html](http://www.poweron.ch/de/stromprod/wasserkraft_content---1--1215.html) (6. März 2009).

<sup>2)</sup> Quelle: [http://www.poweron.ch/de/stromprod/kernenergie\\_content---1--1238.html](http://www.poweron.ch/de/stromprod/kernenergie_content---1--1238.html) (6. März 2009).

<sup>3)</sup> Quelle: [http://www.poweron.ch/de/stromprod/konventionell-thermische\\_energie\\_content---1--1239.html](http://www.poweron.ch/de/stromprod/konventionell-thermische_energie_content---1--1239.html) (6. März 2009).

<sup>4)</sup> Quelle: [http://www.poweron.ch/de/stromprod/solarenergie\\_content---1--1242.html](http://www.poweron.ch/de/stromprod/solarenergie_content---1--1242.html) (6. März 2009).

<sup>5)</sup> EEX 15Day MA = 15 Day Moving Average of the German Power Day-ahead price, German Power YR10 = Kalenderjahr 2010 Kontrakt für German Power.

<sup>6)</sup> Hünerwadel, Dr. Andreas, in: Stromhandel Arten und Formen des Stromhandels, insbesondere Börsen- und Derivathandel.

<sup>7)</sup> Quelle: <http://de.wikipedia.org/wiki/Stromb%C3%B6rse> (12. März 2009).

<sup>8)</sup> Stand: 12. Januar 2009.

<sup>9)</sup> Quelle: <http://www.eex.com/de/Presse/%C3%9Cber%20EEX> (9. März 2009).

<sup>10)</sup> Vgl. [http://www.eex.com/de/document/4429/Konzept\\_Strom\\_Release\\_01C.pdf](http://www.eex.com/de/document/4429/Konzept_Strom_Release_01C.pdf) (10. März 2009.)

<sup>11)</sup> Vgl. [http://www.eex.com/de/document/4429/Konzept\\_Strom\\_Release\\_01C.pdf](http://www.eex.com/de/document/4429/Konzept_Strom_Release_01C.pdf) (10. März 2009).

<sup>12)</sup> Vgl. [http://www.eex.com/de/document/4429/Konzept\\_Strom\\_Release\\_01C.pdf](http://www.eex.com/de/document/4429/Konzept_Strom_Release_01C.pdf) (10. März 2009.)

<sup>13)</sup> Quelle: [http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/statistics_en.htm) (17. März 2009).

<sup>14)</sup> 66,9% in 2008; Quelle: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> (17. März 2009).

<sup>15)</sup> Quelle: Energy Capital Management BV  
<sup>16)</sup> 4 392 Stunden x 49,00 Euro x 100 = 21,5 Millionen Euro.

<sup>17)</sup> 4 392 Stunden x 43,50 Euro x 100 = 19,1 Millionen Euro.

<sup>18)</sup> Quelle: <http://www.polaris-investments.ch/> (27. März 2009).