

## FLEXIBLER, SCHNELLER, VOLATILER: DER STROMHANDEL IN DER ENERGIEWENDE.

Die Energiewende hat direkte Einflüsse auf Stromgroßhandelspreise und betrifft somit alle Handelsteilnehmer direkt. Gewohnte Preisgefüge verschieben sich massiv und insbesondere im kurzfristigen Handel erhöhen sich Risiken und Chancen durch wetterbedingt unsichere Produktionsmengen, welche die Preise für Strom maßgeblich bestimmen. Durch den Einsatz der Bewertungsinstrumente HPFC und QPFC können Energieversorger ihr Risiko präziser berechnen.

VON **MARC HASENBECK** – PRICE[IT] GMBH, HALLE

Im Handel, aber auch in der direkten Erzeugung sind viertelstündlich aufgelöste Fahrpläne von zentraler Bedeutung. Firmenkunden von EVU (Energieversorgungsunternehmen) möchten beispielsweise Preise für ihre individuellen Stromlieferungen für die kommenden zwei Jahre fixieren. Das EVU steht vor der Aufgabe, den prognostizierten Bedarf des Kunden zu bewerten, um ein Angebot zu stellen. Zentral sind dabei aktuelle Börsenpreise, denn zu diesen Preisen kann das EVU bereits heute einen Großteil des Marktpreisrisikos durch eine direkte Beschaffung der Strommengen am Futuresmarkt zum Verkaufszeitpunkt eliminieren (zum

Beispiel am EEX-Futuresmarkt: Eine Lieferung in der Zukunft wird bereits heute mit dem Handelspartner fixiert).

Da sich viele Marktteilnehmer über den Futuresmarkt eindecken, wird das verbleibende Risiko von entscheidender Bedeutung bei der Berechnung und folgenden Bewirtschaftung des Angebotes.

### Bewertungsinstrument HPFC und QPFC

Futurespreise beziehen sich in der Regel auf sogenannte Bandlieferungen mit konstanten Men-

gen über das vertraglich definierte Lieferprofil, marktüblich sind hier Base- (durchgehende Lieferung einer konstanten Strommenge) und Peak-Profile (Lieferung an Werktagen ab 8.00 Uhr bis 20.00 Uhr). Abweichungen des Fahrplans von den konstanten Mengelieferungen innerhalb der Lieferblöcke führen zu Mehr- oder Minderungen in den einzelnen (Viertel-) Stunden. Diese Zeitreihe der nicht absicherbaren Restmengen wird als „offene Position“ bezeichnet und birgt die eigentliche Herausforderung im Geschäft des EVU.

Mit Hilfe der QPFC respektive HPFC (zusammenfassend PFC) wird der (viertel-)stündlich notierte Fahrplan in analoger Zeit monetär bewertet, die PFC ist also eine (viertel-) stundenscharfe Preiserwartung, welcher die charakteristischen Muster des Spotmarktes zugrundeliegen. Diese Erwartung wird so transformiert, dass Durchschnitte über den Lieferzeitraum der handelbaren Futureskontrakte deren aktuelle Marktpreise ergeben – ohne die (viertel-) stündlichen Preisverhältnisse zu verzerren.

Wie kann das EVU nun aus der offenen Position das resultierende Risiko bestimmen, um unter anderem die Einhaltung von Risikolimits zu überprüfen oder aus diesem Risiko individuelle Prämien als Preisabschlag für Unsicherheit abzuleiten? Zu diesem Zweck sollten sogenannte Monte-Carlo-Simulationen eingesetzt werden. Tausende von simulierten Preispfaden bilden zu jedem Lieferzeitpunkt eine Verteilung, wobei die Häufigkeit einzelner Ereignisse ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit in der Realität entsprechen sollte. Das Risiko wird quantifizierbar und Prämien und Limits können (nach Festlegung des „Risikoappetits“ des EVU) bestimmt werden.

### Einfluss grüner Energie auf Spotpreise

Aus der jüngeren Vergangenheit kann man Hinweise darauf beziehen, wie sich der zuneh-

mende Anteil erneuerbarer Energien auf die Strompreise auswirkt. Dieser Einfluss ist stark abhängig von der Stunde des Tages, des spezifischen Wochentages und der Jahreszeit. Als pauschale Durchschnittshöhe nennen wir hier einen Preis von etwa einem Euro pro eingespeister Gigawattstunde erneuerbarer Energie. Hat man die Zeitreihe dieser mengenskalierbaren Abschläge auf die Preise der Energie aus konventioneller Erzeugung ermittelt, müssen dann zur Erstellung einer PFC die Erwartungen an zukünftige Einspeisemengen formuliert werden, um diese mit dem „Preis pro GWh“ zu jeder Zeiteinheit zu monetarisieren (zum Beispiel: 20 GWh-Einspeisung › Abnahme des Spotpreises um 20 Euro). Wir benutzen an dieser Stelle vom BMWi formulierte Ausbauziele, die nach unserer Ansicht auch mit der bereits realisierten Empirie in Einklang stehen.

Branchenüblich werden offene Mengen zum Zeitpunkt der Fälligkeit zuerst auf dem stündlichen Day-Ahead-Spotmarkt beschafft. Nominierungen gegenüber den Netzbetreibern

Moderne Kraftwerksturbine: Flexiblere Kraftwerke können künftig besser auf Marktsignale reagieren.



Foto: Siemens

sind jedoch viertelstündlich abzugeben. Mit steigendem Wettbewerb und zunehmender Leistung in der Datenverarbeitung beginnen immer mehr EVU, die nach stündlichen Day-Ahead-Spotmarkt-Beschaffung verbleibenden, viertelstündlichen Restpositionen aktiv am EPEX-ID15-Auktionsmarkt (Auktion auf Viertelstundenbasis nach der Day-Ahead-Auktion bis 15.00 Uhr) abzuwickeln. Eine Analyse der dort bereits realisierten Preise zeigt, dass auch bei den Abweichungen der Viertelstunden zu der zugehörigen Einzelstunde die Solareinspeisung eine zentrale Rolle spielt. Zu den Solarrampenstunden mit hohem Gradienten (das heißt die Solareinspeisung ändert sich stark innerhalb einer Stunde) sind am ID15-Markt mittlere Differenzen der ersten respektive der vierten Viertelstunde in Höhe von +/- 30 Prozent zum Durchschnitts-Stundenpreis zu erwarten. In Folge der hohen Abhängigkeit zur Solareinspeisung sind also auch am ID-15-Auktions-Markt Annahmen an zukünftige energetische Mengen und daran gekoppelte Preiseffekte auf diesen Markt in die Bewertungsbasis QPFC zu integrieren.

Wie wird sich die Energiewende auf den stundenscharfen Day-Ahead-Spotmarkt auswirken?

Die zu treffenden Annahmen bezüglich der Einspeisung aus regenerativen Energien haben starke Auswirkungen auf die angenommenen Spotpreismuster, diese wiederum bestimmen die Resultate der handelsüblichen Prozesse: Hedge-Ergebnisse werden durch die geänderte Preis-Mengen-Gewichtung beeinflusst, zukünftige offene Positionen gleichen sich nur effektiv aus, wenn die getroffenen Annahmen passen.

Welche Rolle wird die Integration des viertelstundenscharfen ID15-Auktionsmarkts für Trading und Risikomanagement bei EVU einnehmen?

Der Einfluss von Solar-Rampeneffekten auf die Höhe der Preisdifferenzen zwischen einzelnen Viertelstunden wird in Zukunft immer stärker, denn die Rampeneffekte innerhalb relevanter Einzelstunden werden unseren Modell-Berechnungen zufolge zunehmen. Demzufolge wird,

auch mit zunehmender Digitalisierung, eine explizitere Einbeziehung des ID-15-Handels eine finanziell effektive Maßnahme sein:

1. Fahrplanprofil-abhängig können Bewertungen mit einer QPFC von den Bewertungen mit einer HPFC abweichen.
2. Die Berechnung von Prämien und Risiken, die bisher durch eine rein stundenscharfe Betrachtung eingeschränkt war und deshalb häufig pauschalisiert wurde, kann Kunden-/Segment-individuell durchgeführt werden.
3. Umstellungen der Hedgeanwendungen von einer HPFC-Basis auf eine QPFC-Basis könnten eine lohnende Maßnahme sein, um auch eine Wertneutralität gegenüber dem ID-15-Auktions-Markt sicherzustellen und verdeckte Risiken zu vermeiden.
4. Transformationen von Viertelstundenauflösung in Stundenauflösung und andersherum könnten entfallen, für IT-Prozesse liegt eine einheitliche Datenbasis vor.
5. Bei der Erstellung von Fahrplänen und langfristigen Bewertungen von Kraftwerken hat der Viertelstundeneffekt in Abhängigkeit von der Flexibilität der Kraftwerke Einfluss auf die Optimierungsergebnisse. Die Flexibilität vieler Erzeugungsanlagen, insbesondere KWK-Anlagen, wird durch den Ausbau von Fernwärmespeicherkapazitäten und neueren Turbinen zunehmen. •

### KONTAKT

• **Marc Hasenbeck**  
Leiter Bewertung & Risikomanagement  
price[it] GmbH, Halle  
hasenbeck@price-it.eu  
 [www.price-it.eu](http://www.price-it.eu)

