

# Risikomanagement von EVU in liberalisierten Strommärkten

Christian A. Nabe, Jörg Borchert

TU Berlin, Fachgebiet Energie- und Rohstoffwirtschaft

Literaturquelle: Nabe, Ch. und Borchert, J. (1999): Risikomanagement von EVU in liberalisierten Strommärkten, in: Hake, J.-Fr. et al. (Hrsg.) Liberalisierung des Energiemarktes, Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energietechnik, Vol. 8.

---

## 1 Status quo und institutionelle Auswirkungen der Deregulierung

Mit der Deregulierung der Energiemärkte und den daraus resultierenden Durchleitungsmöglichkeiten für Strom ergeben sich für EVU eine Vielzahl von möglichen Handelsbeziehungen für Stromeinkauf und -absatz. Bereits vor der Deregulierung der Strommärkte wurde Strom zwischen den EVU gehandelt. Dies geschah jedoch meist zwischen EVU benachbarter Versorgungsgebiete auf der Grundlage von Ausgleichsverträgen, die den wechselseitigen Stromtransfer bis zu einer definierten Menge erlaubten. Für die Abwicklung der erwähnten Ausgleichslieferungen, die eine Kraftwerkseinsatzoptimierung und damit Kostensenkung ermöglichen, sind nun viele mögliche Vertragspartner vorhanden. Das erwartete Ziel ist eine effektivere Allokation der Ressourcen und damit fallende Strompreise.

In Erwartung sinkender Strompreise schließen Weiterverteiler und Endkunden Verträge mit immer kürzeren Laufzeiten ab und sind mit einer hohen Anzahl möglicher Vertragspartner konfrontiert. Als Folge der dadurch entstehenden Intransparenz ergeben sich neue Institutionen, die als Intermediäre auftreten und die sich entwickelnde Informations- und Transaktionsprobleme vermindern helfen.

So treten als Folge der Deregulierung Stromhändler (Trader) und Broker auf, die Strom auf eigene Rechnung kaufen und verkaufen bzw. Strombezugsverträge vermitteln. Eine weitere wichtige Funktion ist die Bündelung von Kunden mit unterschiedlichen Lastprofilen zu Gruppen, die eine für Erzeuger interessante Abnahmestruktur haben (Aggregation). Derzeit sind in Deutschland neun Broker, sieben Händler sowie eine Reihe von EVU, die gleichzeitig Stromhandel betreiben, aktiv.<sup>1</sup> Händler kaufen und verkaufen Strom auf eigene Rechnung, benötigen also eine gewisse Bonität, während Broker Stromverträge lediglich vermitteln.

Beim Handel von Strom zwischen EVU müssen die Lieferbedingungen mit folgenden Parametern spezifiziert werden:

- Lieferort (Netzknoten)
- Lieferzeitraum
- Liefermenge
- Stromqualität (firm, nonfirm)
- Preis

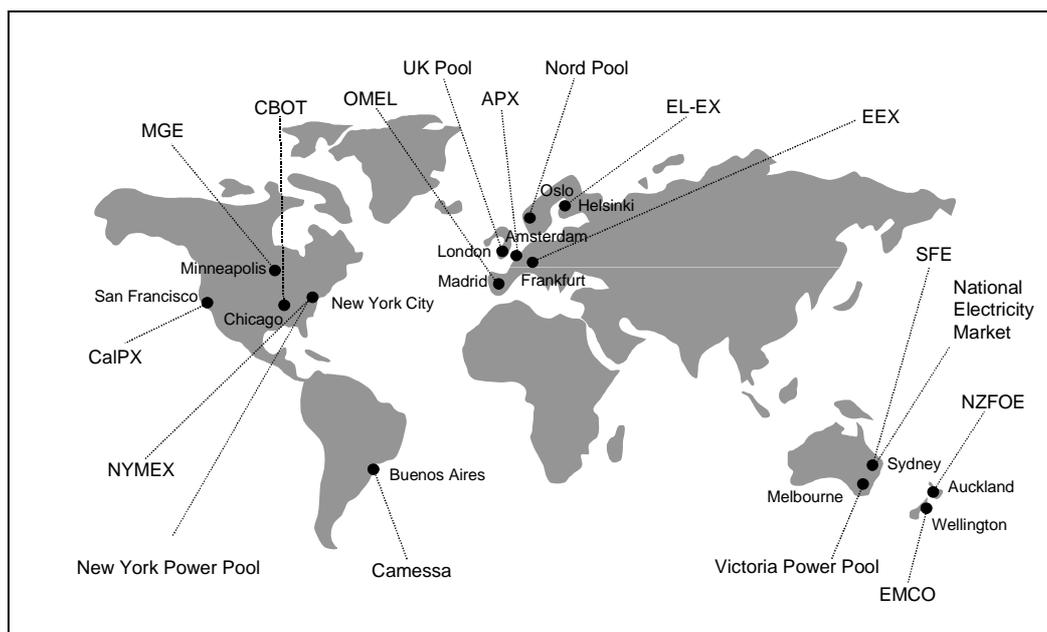
---

<sup>1</sup> Nach der Zusammenstellung der Zeitschrift Energie- und Management – Sondernummer: Marktplatz Energie: Trader, Broker & Producer, 1999.

Diese bilateralen Geschäfte werden als OTC-Geschäfte bezeichnet (OTC = Over the counter). Sie ermöglichen eine individuelle Vertragsgestaltung. Bei einem Vertrag über eine Stromlieferung besteht immer ein zeitlicher Abstand zwischen Handel und Lieferung, da Elektrizität nur in sehr begrenztem Umfang speicherbar ist, Produktion und Verbrauch also zeitgleich erfolgen müssen. *Jeder* OTC-Vertrag über eine Elektrizitätslieferung ist damit streng genommen ein „Forward Agreement“, also eine Vereinbarung über eine Erfüllung in der Zukunft. Forwards in Form von OTC-Geschäften sind aufgrund ihres individuellen Zuschnitts schwierig handelbar. Durch die notwendigen Spezifizierungen im Rahmen der Vertragsverhandlungen sind die Transaktionskosten erheblich. Gerade wenn Strommengen kurzfristig oder auch zu spekulativen Zwecken gehandelt werden sollen, ist die Einrichtung einer Strombörse unerlässlich.

### *Strombörsen*

Eine effektive Preis- und Mengenfixierung unter Vermeidung hoher Transaktionskosten kann nur durch eine Börse gewährleistet werden. So entstand in Norwegen, wo der Elektrizitätsmarkt bereits Anfang 1991 liberalisiert wurde, die Strombörse Nordpool, an der sich seit 1995 auch Schweden und kürzlich Finnland beteiligten. Die Standorte weiterer Strombörsen weltweit sind in Abbildung 1 dargestellt.



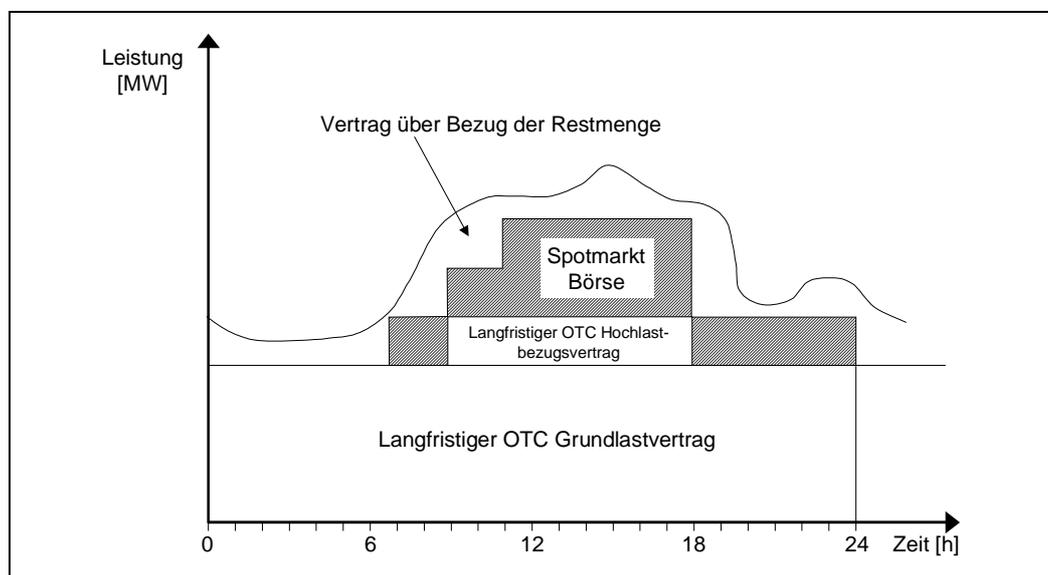
**Abbildung 1: Standorte von Strombörsen weltweit**

Eine Börse erfüllt verschiedene Ziele: Zum einen stellt sie Markttransparenz für alle Marktteilnehmer dar und hat damit entscheidende Informationsfunktion, die auch für den OTC-Markt relevant werden kann (z.B. bei einer Indexierung der Lieferverträge an den Spotpreis). Zum anderen reduziert die Existenz einer Börse die Mengenrisiken der Akteure. Ein Erzeuger kann also die überschüssigen oder fehlenden Mengen an der Börse handeln, nimmt dabei allerdings ein Preisrisiko in Kauf. Die dritte Funktion eines institutionellen Handels ist die Anonymität des Handels, d.h. die Möglichkeit des Abschlusses von Lieferverträgen ohne Rücksichtnahme auf etablierte Vertragsbeziehungen.

Für Marktteilnehmer ohne eigene Erzeugungskapazitäten liegt z.B. ein Vorteil in der Teilnahme an einem institutionellen Stromhandel in der Ausnutzung von Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Anbietern und dem an der Börse festgestellten Spotpreis. Existieren diese Preisdifferenzen, ist es möglich, bei entsprechender Nachfrage diese zu nutzen und damit für Preissenkungen in dem gesamten Energiesystem zu sorgen. Daneben ist eine reine Handelstätigkeit, also der Ein- und Verkauf von Strom auf eigene Rechnung, über ein spekulatives Motiv erklärbar. Ein Händler hat die Möglichkeit, Gewinne aus dem Börsenhandel zu erzielen, wenn der Einkaufspreis geringer ist als der Absatzpreis. Wird z.B. auf der Absatzseite ein langfristiger Vertrag eingegangen, dann ist seine individuelle Erwartung der Spotpreisentwicklung von Bedeutung. Mittels einer Fristentransformation von kurzfristigen Spotpreisen in einen langfristigen Liefervertrag mit festen Konditionen können entsprechend spekulative Gewinne erwirtschaftet werden.

Wie erwähnt, verlangt der Handel von Elektrizität über eine Börse Homogenität bzw. Standardisierung des Produktes hinsichtlich der oben genannten Lieferparameter. In der Regel werden am Elektrizitäts-Spotmarkt Mengen für den nächsten Tag für Halbstunden- oder Stundenintervalle zu einem bestimmten Netzknoten gehandelt. Diese Netzknoten (auch als Hubs bezeichnet) sind meist Kreuzungspunkte von Höchstspannungsleitungen und garantieren damit eine Abwicklung weitgehend ohne Durchleistungsengpässe. An der Californischen Strombörse CalPX werden sogar Lieferungen für die nächste Stunde an der Börse (hour ahead market) oder aber für die Hochlastzeiten eines vollständigen Monats gehandelt. Weiterhin müssen die Qualität der Lieferung (firm vs. non-firm power) sowie weitere Lieferbedingungen festgelegt werden.

Für einen Stromeinkäufer ergeben sich also praktisch Strombezugsmöglichkeiten sowohl aus OTC Verträgen, als auch aus Spotmarktkäufen an der Börse. Die Bedarfsdeckung eines Kunden könnte also zusammengesetzt sein, wie in Abbildung 2 dargestellt.



**Abbildung 2: Beispiel für eine Strombezugsstruktur im liberalisierten Strommarkt**

## 2 Die neuen Risiken für EVU

Ein Strombezug aus verschiedenen Quellen, wie in Abbildung 2 exemplarisch dargestellt, läßt eine Optimierung der Bezugskosten gegenüber einem einzigen Strombezugsvertrag zu.

Gleichzeitig zieht das Agieren im liberalisierten Strommarkt für EVU, je nach Form des Engagements, neue Risiken nach sich:

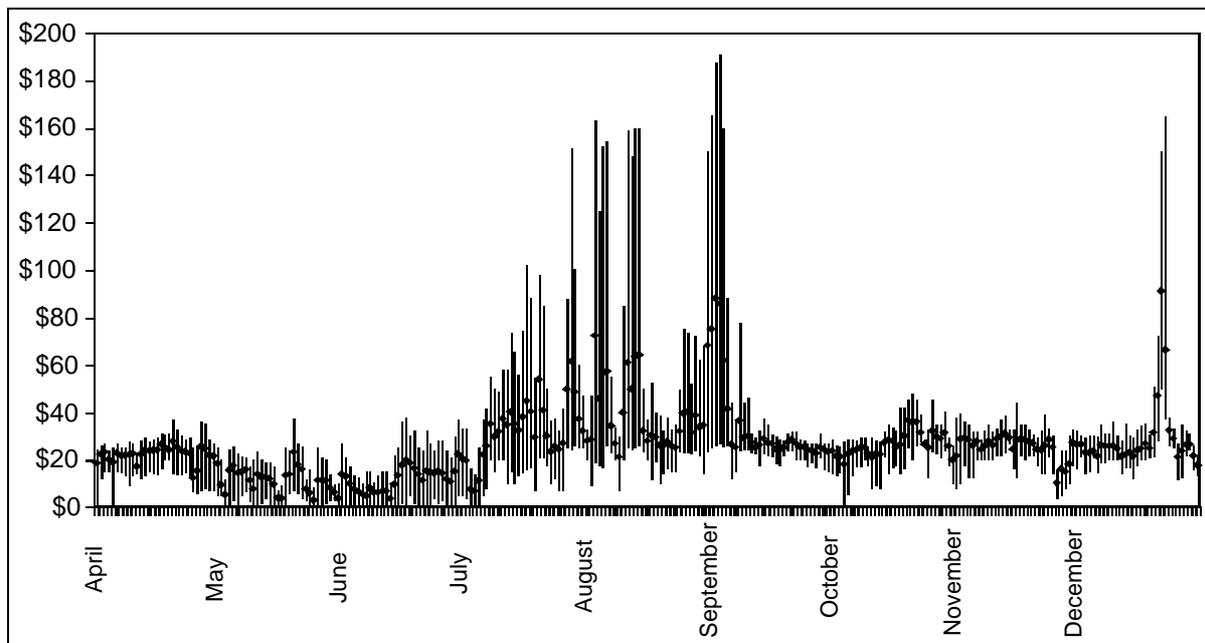
- Marktpreisrisiko für Strom auf der Bezugs- und Absatzseite,
- Brennstoffpreisrisiko,
- Risiko der Investitionen in Erzeugungskapazität.

Die genannten Risikokategorien lassen sich auf die, durch die zunehmende Kurzfristigkeit der Verträge gewachsene Unsicherheit der Preisentwicklung auf den Energiemärkten zurückführen. Neben den genannten Preisrisiken existieren als unmittelbare Folge der Liberalisierung der Energiemärkte noch weitere Risiken, auf die jedoch nicht weiter eingegangen werden soll. Es handelt sich dabei um:

- Das Risiko der Liquidität und Bonität der (neuen) Vertragspartner (Counterparty risk)
- Absatzschwankungen aufgrund des Wechselverhaltens von Kunden
- Risiken neuer Geschäftsbereiche, Risiken im Personalwesen
- Risiken durch das Change Management, Unbundling und Umstrukturierungen.

Einen Eindruck von den Preisrisiken, denen sich ein EVU aussetzt, das am Spotmarkt agiert, vermittelt Abbildung 3. Insbesondere dann, wenn beispielsweise ein stark schwankender Bezugspreis zu einem Fixpreis verkauft wird, können finanzielle Risiken entstehen. Während tägliche Schwankungen absolut nicht stark ins Gewicht fallen, entstehen Risiken für EVU vor allem bei nicht antizipierten saisonalen und jährlichen Preisschwankungen.

Spotpreisverläufe für Strom unterscheiden sich grundsätzlich von denen für andere Waren oder Finanzprodukte. Dies ist auf die bereits erwähnte Besonderheit des Stromes zurückzuführen: Als nicht lagerfähige Ware müssen Erzeugung und Absatz gleichzeitig erfolgen. Daher entfallen mögliche Pufferzeiten, die Kostenspitzen durch Engpässe bei Erzeugung oder Übertragung bzw. durch Nachfrageschwankungen glätten könnten. Die Nachfrageschwankungen sind erheblich und von der Jahreszeit, Tageszeit, Wetter und anderen Faktoren abhängig. Die Kombination aus der Kostenstruktur des Kraftwerkparks mit den nachfrageabhängigen Schwankungen führt zu Preisentwicklungen, die deutliche Spitzen aufweisen, wie die Abbildung zeigt.



**Abbildung 3: Spotpreisentwicklung an der California Power Exchange (CALPX) 4/98-12/98 [\$/MWh]**

### 3 Risikomanagement

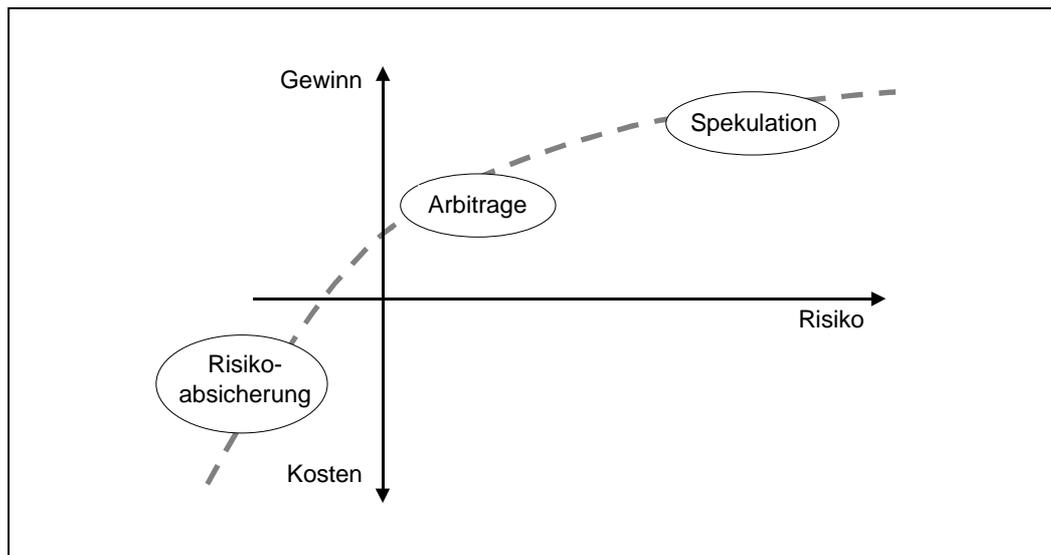
Die beschriebenen Risiken machen deutlich, daß erfolgreiches Agieren auf dem liberalisierten Strommarkt einen aktiven Umgang mit diesen Risiken nach sich ziehen muß. Risikomanagement beinhaltet damit die Entscheidung darüber, welche finanziellen Risiken man zu tragen gewillt ist und wie man die nicht tragbaren Risiken vermeidet bzw. reduziert. Jeder Mensch betreibt selbst eine Form des Risikomanagements, beispielsweise mit der Entscheidung, welche persönlichen Versicherungen er abschließt und welche persönlichen Lebensrisiken er zu tragen gewillt ist. Risikomanagement umfaßt also typischerweise Maßnahmen zur Reduzierung oder Eliminierung von Risiken, es kann aber auch dazu verwendet werden, Risiken umzuwandeln oder in einigen Fällen sogar zu vergrößern.

Die Notwendigkeit des Risikomanagements für deutsche EVU wird nicht zuletzt auch aus den Regelungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) begründet. Nach dem am 1.5.1998 in Kraft getretenen Gesetz liegt die Verantwortung für die Einrichtung eines Risikomanagementsystems bei der Geschäftsleitung, um damit den Fortbestand der Gesellschaft gefährdende Entwicklungen früh erkennen und Maßnahmen dagegen einleiten zu können.

#### 3.1 Implementierung des Risikomanagements

Risikomanagementsysteme sind nicht erst seit der Deregulierung der Energiemärkte ein Thema für EVU. Jede unternehmerische Tätigkeit birgt Risiken, die es zu kontrollieren gilt. Instrumente wie Bonitätsrichtlinien, Zugangsberechtigungen, Budgetlimits oder Versicherungen begrenzen das Risiko bestimmter geschäftlicher Abwicklungen in jedem Unternehmen. Für EVU ist jedoch durch neue Geschäftsbereiche eine Vielzahl neuer Risiken entstanden, so daß der systematische Aufbau eines Risikomanagementsystems unerlässlich ist. Zur Umsetzung eines Risikomanagementsystems in einem EVU ist nach einer Bestandsaufnahme der vorhandenen Risikofelder und Risikomanagementsysteme die Definition einer Risikostrategie in Abstimmung mit der Entwicklung der Strategie für die einzelnen Geschäftsbereiche des EVU (Erzeugung, Netzbetrieb, Handel) erforderlich. Dazu sind

Risikoleitlinien durch die oberste Führungsebene des Unternehmens festzulegen. Abbildung 4 zeigt mögliche Risikostrategien von Marktteilnehmern am Stromhandel.



**Abbildung 4: Mögliche Risikostrategien von Marktteilnehmern**

Weiterhin muß festgelegt werden, wie das Risikomanagement in die Ablauforganisation des Unternehmens eingliedert wird. In nordamerikanischen EVU hat sich für die organisatorische Strukturierung des Energiehandels die Unterscheidung zwischen Front Office, Middle Office und Back Office bewährt. Dabei führt das Front Office Vertragsverhandlungen mit Tradern und wickelt Börsengeschäfte ab, das Middle Office erstellt Kraftwerkseinsatzpläne und Austauschpläne mit anderen EVU, während das Back Office Abrechnung und Internes Controlling übernimmt. Das Risikomanagement für den Handelsbereich ist dabei meist dem Middle Office angegliedert, da es einerseits Anweisungen für Handelsgeschäfte gibt, andererseits dem gesamten betrieblichen Controlling untersteht.

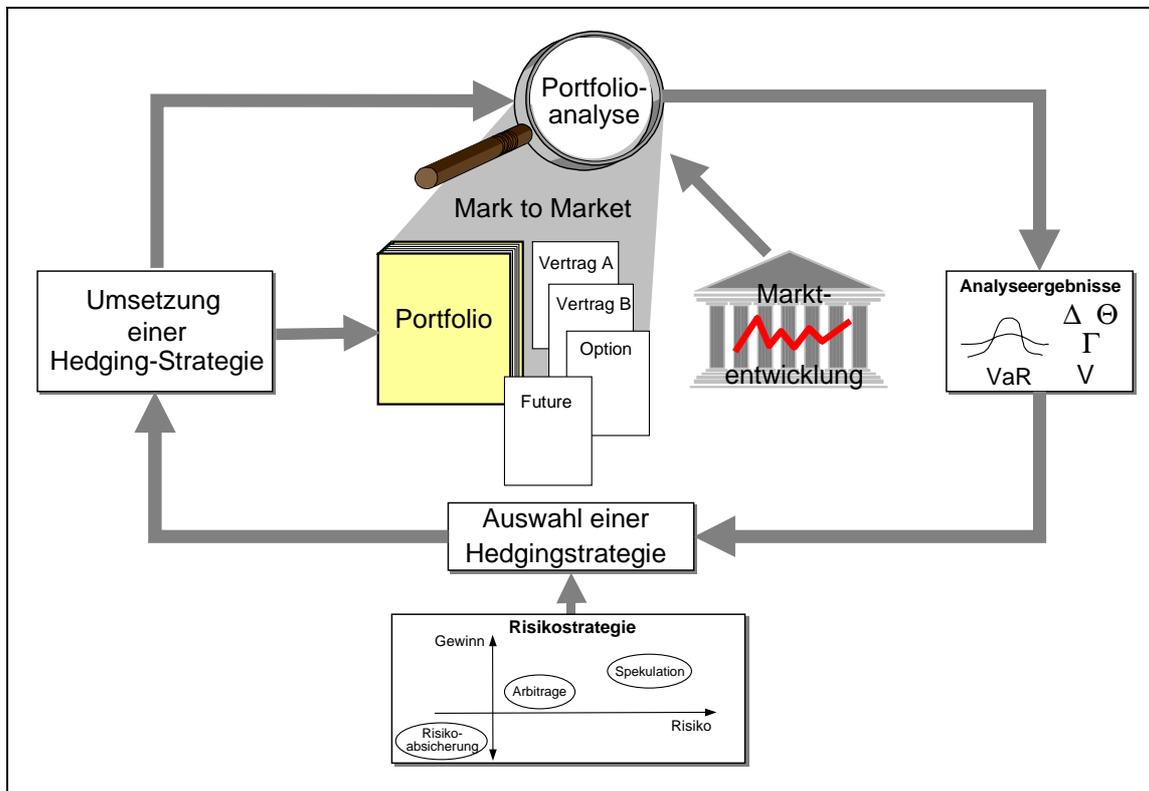
### *3.2 Ablauf des Risikomanagements im Stromhandel*

Die Gesamtheit bestehender Stromeinkaufs- und Absatzverträge sowie der Terminkontrakte eines EVU wird als Portfolio bezeichnet. Jede Marktbewegung führt aufgrund veränderter Möglichkeiten des Ein- und Verkaufs von Strom oder Terminkontrakten zu einer Veränderung des Wertes des Portfolios. Unter Portfolioanalyse versteht man den Prozeß der Messung und Kontrolle des Verhältnisses von Risiko und Gewinn eines Portfolios zum Zweck des Risikomanagements. Abbildung 4 zeigt einen grob vereinfachten Ablauf des Risikomanagements.

Unter Verwendung von historischen und aktuellen Marktdaten wird mit Hilfe von mathematischen Analysen das aktuelle Portfoliorisiko und dessen Zusammensetzung bestimmt (Marking to Market – MTM). Das Marktrisiko eines Portfolios wird beispielsweise durch den Value at Risk (VaR) ausgedrückt. Dieser Wert gibt an, wieviel das Portfolio über einen definierten Zeitraum mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit an Wert verliert. Weiterhin wird die Sensitivität des Portfolios bezüglich bestimmter Parameter wie Spotpreis, Volatilität, Restlaufzeit der Verträge bestimmt.

Anschließend wird ermittelt, mit welchen Transaktionen das Risiko-Gewinn Verhältnis bzw. der VaR verbessert werden kann – es werden also mögliche Hedgingstrategien geprüft. Unter

Hedging versteht man also die Reduzierung des Portfoliorisikos beispielsweise durch den Einsatz von Energiederivaten (Futures und Optionen), auf die weiter unten genauer eingegangen wird. Gemäß der gewählten Risikostrategie werden anschließend Transaktionen ausgewählt und durchgeführt. Da sich Marktveränderungen fast kontinuierlich ergeben, müßte ein Portfolio ebenfalls kontinuierlich „gehedget“ werden. Allein aufgrund von Transaktionskosten wird dies jedoch praktisch nicht durchgeführt. Praktisch ergeben sich außerdem aufgrund teilweiser Illiquidität der Märkte und damit geringer Auswahl von Produkten Risiken, die in Kauf genommen werden müssen.



**Abbildung 5: Ablauf des Risikomanagements**

### 3.3 Instrumente des Risikomanagements

Die bereits angesprochenen Instrumente des Risikomanagements sollen im folgenden ausführlicher dargestellt werden, um die grundsätzlichen Mechanismen des Hedgings deutlich werden zu lassen. Zur Beeinflussung dieser Preisrisiken lassen sich Instrumente der Preisgestaltung anwenden (Fixe Preise, am Brennstoffindex indexierte Preise) oder eine finanzielle Absicherung durch Derivate (Futures, Optionen und Swaps) durchführen.

In liberalisierten Märkten hat sich eine Kombination aus langfristigen OTC-Kontrakten mit fixen oder indexierten Preisen und kurzfristigen Börsengeschäften als sinnvolle Kombination für den Strombezug und -absatz von EVU ergeben, wobei der mengenmäßige Anteil langfristiger Verträge etwa 70-80 % beträgt. Damit wird durch den hohen Anteil langfristiger Verträge bereits eine risikoaverse Risikomanagementstrategie betrieben.

Derivate erlangen als Instrumente des Risikomanagements von Portfolios aus Stromverträgen zunehmend Bedeutung. Formal definiert sind Derivate Finanzkontrakte, deren Wert in ihrem Ablaufzeitpunkt von dem Marktpreis einer zugrundeliegenden Ware oder einem Preisindex abgeleitet werden kann (engl. to derive = ableiten). Die für den Stromhandel und das Risikomanagement relevanten Derivate bemessen sich also in ihrem Wert zu einem Zeitpunkt nach einem Spotmarktpreis für Stromkontrakte oder einem Strompreisindex. Futures, Optionen und Swaps sollen hier im folgenden kurz besprochen werden.

### *Futures (Terminkontrakte für Strom)*

Standardisierte Forwardkontrakte für Stromlieferungen, die an einer Strombörse gehandelt werden, nennt man Stromfutures. Im Gegensatz zu den außerbörslich gehandelten Forwardkontrakten kommt es bei Stromfutures nur in ganz seltenen Fällen (1-3 % der Kontrakte) bei Beginn der vereinbarten Lieferperiode tatsächlich zu einer physischen Stromlieferung. In der Regel werden die Kontrakte durch das Abschließen eines entsprechenden Gegengeschäftes „glattgestellt“. Nur falls dies nicht erfolgt, wird die Abwicklung der physischen Lieferung eingeleitet oder ein finanzieller Ausgleich (cash settlement) durchgeführt.

Eine an der Strombörse angegliederte Clearingstelle haftet für die Bonität der Teilnehmer am Terminkontraktmarkt. Daher werden an jedem Handelstag die Positionen der Marktteilnehmer bewertet und zusätzliche, monetäre Sicherheitsleistungen verlangt, falls sich die Risikoposition eines Teilnehmers verschlechtert. Dieser Prozeß wird ebenfalls als Marking to Market bezeichnet. Am Ende der Laufzeit (zu Beginn der theoretischen Stromlieferung) entspricht der Wert des Futures dem Wert eines Forwards bzw. des Spotpreises für die definierte Lieferperiode.

Der Einsatz von Futures zum Risikomanagement soll anhand eines Beispiels dargestellt werden. Fraglich ist zum Beispiel, wie ein weiterverteilendes, nordamerikanisches EVU, das mit einem Endkunden einen Einjahresvertrag zur Stromlieferung abschließen will, das Risiko steigender Strompreise mit Hilfe von Futures verringern kann, also *Hedging mit Futures* durchführt. Schließt das EVU nun einen Jahresvertrag über eine Lieferung zu einem fixen Preis ab, trägt es voll das Risiko von steigenden Strompreisen, wenn man unterstellt, daß der Strombezug ausschließlich am Spotmarkt erfolgt und dem Verkaufsvertrag kein Kaufvertrag mit entsprechender Laufzeit gegenübersteht.

Entsprechen die vereinbarten Liefermengen und -zeiten einem Vielfachen des an der NYMEX gehandelten Futuresvertrags (Lieferung von monatlich 736 MWh in der Zeit von 6 bis 22 Uhr an Werktagen mit einer Lieferrate von 2 MW pro Stunde), so kann eine volle Absicherung der Lieferung erfolgen, da an der NYMEX<sup>2</sup> Futures für 18 aufeinanderfolgende Monate gehandelt werden. Das EVU kauft für jeden Liefermonat einen Future und kalkuliert den Preis für den Endkunden über dem Einkaufspreis der Futures. Der tatsächliche Strombezug erfolgt auf dem Spotmarkt zum Beginn des jeweiligen Liefermonats. Das EVU verkauft dazu den jeweiligen Future, dessen Preis am Ende der Laufzeit dem Spotpreis entspricht (da sonst Arbitragegeschäfte möglich wären)<sup>3</sup>, und verwendet das Geld für den physischen Strombezug

---

<sup>2</sup> NYMEX = New York Mercantile Exchange, größte Warenterminbörse der Welt.

<sup>3</sup> Die Konditionen einer physischen Lieferung von Strom aus Futures-Kontrakten müssen deshalb so genau spezifiziert werden, damit im Erfüllungszeitpunkt (Lieferbeginn) eine tatsächliche Äquivalenz von Spot- und Futuresgeschäft vorliegt. Die Möglichkeit, daß Spot- und Futurespreis aufgrund von Differenzen der Kontrakte in bezug auf Stromqualität,

auf dem Spotmarkt. Die Absicherung von Stromverkauf am Spotmarkt beispielsweise für einen Erzeuger ist analog über den Verkauf von Futures möglich.

Eine solche Strategie der vollständigen Absicherung ist nur durchführbar, wenn die Lieferbedingungen der wenigen standardisierten Kontrakte deckungsgleich mit dem Liefervertrag sind. Weiterhin wird offensichtlich, daß das weiterverteilende EVU mit dem Bezug von Futures die Chance fallender Strompreise nicht nutzen kann.

### *Cross-Hedging*

Existiert kein Futures Markt für das zu hedgende Produkt (wie es beispielsweise in den Ländern ohne Stromterminbörse der Fall ist), kann eine näherungsweise Risikoabsicherung gegen einen schwankenden Spotmarktpreis durch Kauf bzw. Verkauf von Futures auf Waren hoher Preiskorrelation zum Strompreis erfolgen. Für Länder mit hohem Gasanteil an der Stromerzeugung könnten dies Gasfutures sein. Diese Vorgehensweise bezeichnet man als Cross-Hedging.

### *Optionen*

Während Futures unbedingte Verpflichtungen zur Warenlieferung sind, (obwohl es, wie beschrieben, praktisch nie zur tatsächlichen Lieferung kommt), geben Optionen ihrem Inhaber das Recht (nicht aber die Verpflichtung), eine Ware zu einem bestimmten Preis zu kaufen (Call-Option) oder zu verkaufen (Put-Option). Heute existieren ausschließlich Optionen auf Futures-Kontrakte.

Wie ausgeführt, bedeutet das Hedgen des Spotmarktpreises von Strom mit Futures ein Verzicht auf Gewinnchancen. Mit dem Einsatz von Optionen dagegen können das Risiko gezielt begrenzt, aber gleichzeitig Gewinnchancen beibehalten werden. Beispielsweise kann das Risiko, daß der Spotmarktpreis in bestimmten Monaten (z.B. Monaten mit hoher Stromnachfrage) über ein bestimmtes Niveau steigt, ausgeschlossen werden, indem das EVU Call-Optionen für die fraglichen Lieferzeiträume kauft. Sie ermöglichen es, einen Future zu dem vorher festgesetzten Preis (Ausübungspreis) zu kaufen und den Spotmarktpreis damit nach oben hin zu begrenzen. Liegt der Preis des Futures unter dem Ausübungspreis, wird die Option nicht ausgeübt. Verkaufsoptionen (Put-Optionen) werden eingesetzt, um beim Verkauf von Futures Mindestpreise zu garantieren. Es existieren verschiedene Ausführungsformen von Optionen. Bei den sogenannten „Europäischen Optionen“ ist der Ausübungszeitpunkt fixiert. „Amerikanische Optionen“ dagegen können während der ganzen Optionslaufzeit ausgeübt werden. Im Rahmen der Absicherung von Energiegeschäften werden besonders häufig anzutreffen „Asiatische Optionen“ angewendet. Ihr Ausübungspreis hängt von dem Mittelwert des Spotpreises der zugrundeliegenden Ware über einen definierten Zeitraum ab und sind daher für stark volatile Märkte besonders geeignet.

### *Swaps*

Ein Swap ist ein zwischen zwei Vertragspartnern frei verhandelter Vertrag, in dem vereinbart wird, Preisrisiken in einem festgelegten Zeitraum zu „tauschen“ (to swap). Typischerweise

---

Lieferzeitpunkt oder Lieferort (durch Engpässe) nicht konvergieren, wird als „basis risk“ bezeichnet.

werden in sogenannten „fixed for floating“ oder auch „plain vanilla“ Swaps ein fluktuierender Spotpreis oder Index gegen einen Fixpreis getauscht. Eine andere Variante ist, Risikoexpositionen durch fluktuierende Spotpreise verschiedener Hubs zu tauschen, oder auch Absicherungen des Strompreises in off-peak Perioden zu ermöglichen, die auf dem nordamerikanischen Markt nicht möglich sind (wohl aber auf dem norwegischen). Swaps sind rein finanzielle Transaktionen. Es kommt nie zu einer tatsächlichen Lieferung. Obwohl sie die gleiche Form einer Risikoabsicherung wie Futures ermöglichen, sind sie ungleich flexibler. Swaps können aber auch ähnlich wie das beschriebene Cross-Hedging Strompreise an Brennstoffpreise (für Erzeuger) oder Preise anderer Waren wie z.B. Aluminium (für Abnehmer) koppeln. Tabelle 1 zeigt noch einmal zusammenfassend die Produkte im Spot- und Terminhandel von Stromkontrakten.

	Bilateraler Handel (OTC)	Börsenhandel
Spothandel (physische Erfüllung)	Forwards	Börsenkontrakte
Terminhandel (i.d.R. finanzielle Erfüllung)	Swaps	Futures
	Optionen auf Forwards und Swaps	Optionen auf Futures

**Tabelle 1: Produkte im Spot- und Terminhandel von Stromkontrakten**

#### 4 Aktuelle Probleme des Risikomanagements

Wie bereits erwähnt, hängt eine wirkungsvolle Risikomanagementstrategie von der Verfügbarkeit von Risikomanagementinstrumenten ab. Tabelle 2 zeigt die weltweite Verfügbarkeit von börsengehandelten Stromderivaten.

Börse	Terminmarktprodukte	Lieferorte
APX (Amsterdam Power Exchange)	Futures, (Forwards in Planung)	Gesamtnetz
CboT (Chicago Board of Trade)	Future, Future-Optionen	Commonwealth Edison, TVA (Tennessee Valley Authority)
EEX (European Energy Exchange – Frankfurt)	Futures geplant bis Mitte 2000	Nur finanzieller Ausgleich
MGE (Minneapolis Grain Exchange)	Futures	Twin Cities Generation Region
Nordpool (Nordic Power Exchange): Norwegen, Schweden (Finnland)	Futures, Forwards, Optionen (geplant für 1999)	Seit 1995 nur finanzielle Erfüllung
NYMEX (New York Mercantile Exchange)	Futures, Future-Optionen	COB (California/Oregon Border), PV (Palo Verde), Arizona
NZFOE (New Zealand Futures & Options Exchange)	Futures	Nur finanzieller Ausgleich
SFE (Sydney Futures Exchange)	Futures	New South Wales, Victoria

## Tabelle 2: Börsengehandelte Stromderivate

Auch in Ländern, in denen sich Strombörsen über einige Jahre entwickeln konnten, ist die Liquidität für einige Derivate noch eingeschränkt. Die einzige in Mitteleuropa derzeit funktionierende Börse Amsterdam Power Exchange (die erst im Mai 1999 den Betrieb aufnahm) hat, trotz beachtlicher Zuwachsraten, auch nur eine sehr beschränkte Liquidität. Dies führt dazu, daß zur Risikoabsicherung meistens noch auf Indices zurückgegriffen wird. Diese Indices basieren auf freiwilligen Meldungen von Strompreisen für bestimmte Standardprodukte auf Großhandelsebene. Die Entwicklung zweier Indices, des SWEP (Swiss Electricity Price Index) und des CEPI (Central European Power Index), ist in Abbildung 6 dargestellt. Da sich die genannten Indices auf freiwilligen Meldungen basieren und nicht auf Transaktionen an einer Strombörse, ergibt sich die Möglichkeit der Manipulation der Indices. Sie sind damit als Preisabsicherungsinstrumente nur bedingt geeignet.

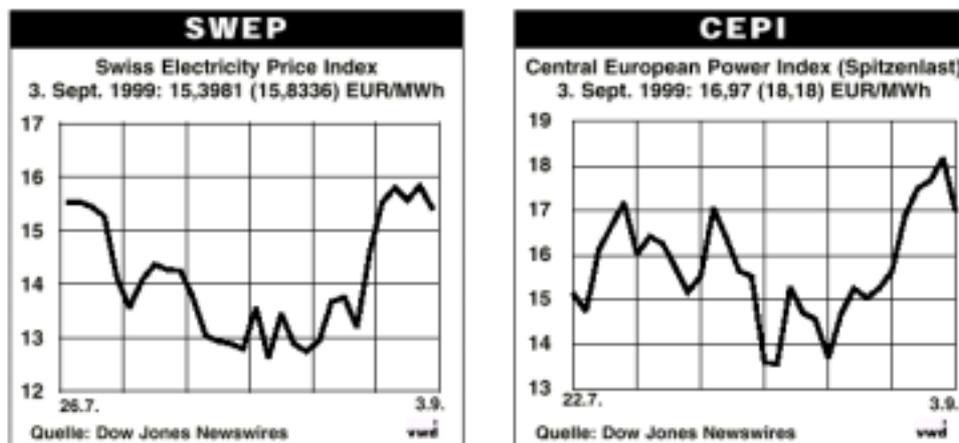


Abbildung 6: Aktuelle Entwicklung von Strompreisindices in Europa 7/99 – 9/99

Die lange andauernde Debatte über den Standort einer deutschen Strombörse hat nun mit der Empfehlung der Verbände für den Standort Frankfurt ein vorläufiges Ende gefunden. Dort wird unter dem Namen European Energy Exchange (EEX) zunächst ein Futuresmarkt implementiert. Dies wird mit der Notwendigkeit der Verfügbarkeit von Risikomanagementinstrumenten begründet. Ein Spotmarkt soll erst dann implementiert werden, wenn mit Hilfe der neuen Verbändevereinbarung die Durchleitungsmodalitäten vereinfacht worden sind.

In der Abwicklung des Risikomanagements im Middle Office von EVU besteht aktuell große Unsicherheit über die anzuwendenden Hedgingstrategien. Zunächst sind die mathematischen Verfahren zur Berechnung der Risikoexposition und der Hedgingstrategie in der Regel für Warenterminmärkte entwickelt worden und aufgrund der erwähnten Besonderheiten des Stromes für Strommärkte nur begrenzt anwendbar. Außerdem benötigen viele dieser Verfahren Schätzwerte von Preisparametern, die aus historischen Daten gewonnen werden. Die Datenreihen für den „ältesten“ Börsenmarkt für Strom (Nordpool) sind aber gerade acht Jahre alt. Außerdem sind sie stark von den dortigen Rahmenbedingungen wie Erzeugungsstruktur, Marktteilnehmer etc. geprägt und damit kaum auf den mitteleuropäischen Markt übertragbar. Selbst wenn die EEX Mitte 2000 den Betrieb aufnehmen wird und ein liquider Markt entsteht, wird es noch Jahre dauern, bis genügend Datenmaterial vorliegt, um Marktparameter zuverlässig schätzen zu können. Das Risikomanagement auf Strommärkten bleibt also vorerst eine große Herausforderung.

## Literatur

Burger, Klaus-Michael (1998): Risikomanagement beim Einsatz von Handels- und Finanzderivaten, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft. 3.

Eller, Roland und Deutsch, Hans-Peter (1998): Derivate und Interne Modelle – Modernes Risikomanagement, Schäffer-Poeschel Verlag Stuttgart.

Fusaro, Peter C. (1998): Energy Risk Management – Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Markets, , McGraw-Hill.

Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) vom 27. April 1998, BGBl I 1998, S. 786.

Joy, Corwin (1999): Pricing, Modeling and Managing Physical Power Derivatives, in: PMA Online Magazine, Nr. 1.

Kraus, Michael (1999). Zielkonflikte einer deutschen Strombörse, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 6, S. 370-373.

Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, Technologie und Verkehr (1998): Konzept für die Errichtung einer deutschen Strom- und Stromterminbörse. Bericht der Arbeitsgruppe „Strombörse“.

Pilipovic, Dragana (1998): Energy Risk - Valuing and Managing Energy Derivatives, McGraw-Hill.

Stoft, S. et alii (1998): Primer on Electricity Futures and Other Derivatives. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory report LBNL-41098.

Tillman, Albert, Karbenn, Frank und Jaspert, Ralf (1999): Konzeption und Umsetzung von Risikomanagementsystemen, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 6, S. 378-382.

VDEW (1998): Grundlagen des Stromhandels. VDEW Materialien M-32/98.