

# **Strommarktdesign**

## **Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX**

Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG

zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht

von

Prof. Dr. Axel Ockenfels\*

Dr. Veronika Grimm

Dipl.-Vw. Gregor Zoettl

11. März 2008

---

\* Axel Ockenfels ist Professor für Volkswirtschaftslehre und Direktor des Laboratoriums für Wirtschaftsforschung an der Universität zu Köln (<http://ockenfels.uni-koeln.de/ao>). Dr. Veronika Grimm und Dipl.-Vw. Gregor Zoettl sind wissenschaftliche Assistenten an der Universität zu Köln.

*Vorbemerkung der EEX AG*

Im Sommer 2007 bat die Sächsische Börsenaufsichtsbehörde die EEX darum zu prüfen, ob es Möglichkeiten gibt, den gegenwärtigen Preisbildungsmechanismus für den Stromspothandel mit Blick auf eine wettbewerbsgerechte Preisfindung zu verbessern und welche alternativen Preisbildungsverfahren gegebenenfalls dafür in Frage kommen könnten. Gemäß § 24 Börsengesetz müssen Börsenpreise ordnungsgemäß zustande kommen und der wirklichen Marktlage des Handels entsprechen. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der öffentlichen Diskussion über die Qualität der an der EEX festgestellten Preise ist notwendig, das Preisbildungsverfahren auf Optimierungsmöglichkeiten hin zu untersuchen. Die Geschäftsführung der EEX hat daraufhin in Abstimmung mit der Börsenaufsicht entschieden, ein externes Gutachten erstellen zu lassen und eine beschränkte Ausschreibung zum Thema "Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX" durchgeführt. Den Zuschlag erhielt Herr Prof. Ockenfels.

Das vorliegende Gutachten dient der Erfüllung des Prüfauftrages der Börsenaufsicht und wird dieser übergeben. Weiterhin wird es im Börsenrat vorgestellt und diskutiert werden. Das Gutachten soll darüber hinaus einen Beitrag zur Weiterentwicklung des Marktdesigns im Stromhandel leisten und wird der Öffentlichkeit durch die EEX zugänglich gemacht werden.

## Gliederung

Grafiken und Tabellen.....	3
1. Einführung.....	4
2. Stromhandel an der EEX.....	6
3. Makrostruktur liberalisierter Strommärkte.....	9
3.1 Börsenmodell .....	10
3.2 Poolmodell .....	11
3.3 Bewertung .....	13
4. Design der Stromauktion.....	15
4.1 Preisbildungsregeln .....	16
4.1.1 Einheitspreisauktion .....	17
4.1.2 Pay-as-bid Auktion.....	21
4.1.3 Vergleich von Einheitspreisauktion und Pay-as-bid Auktion .....	23
4.1.4 Vickrey-Auktion.....	26
4.2 Gebotsformate und Komplementaritäten .....	28
4.2.1 Kombinatorische Auktionen .....	30
4.2.2 Lineare Preise.....	32
4.3 Preis- und Gebotsgrenzen.....	34
4.4 Andienungspflicht .....	37
4.5 Verknüpfung interdependenter Märkte .....	39
4.6 Investitionsanreize und Kapazitätsmärkte.....	43
4.7 Transparenz und Fairness.....	44
5. Ein Vergleich europäischer Strombörsen.....	47
5.1 Nordpool.....	51
5.2 APX Power NL .....	54
5.3 Powernext.....	55
5.4 APX Power UK.....	57
5.5 OMEL.....	58
6. Fazit und Executive Summary .....	60
Appendix: Ökonomische Grundlagen zur Strompreisbildung .....	65
Literatur .....	75

**Grafiken und Tabellen**

Abbildung 2.1: Entwicklung der DA-Handelsvolumina an der EEX (Quelle: EEX).....	6
Abbildung 2.2: Vergleich von DA-Handelsvolumina (Quelle: DG Competition 2007) .....	7
Abbildung 4.1: Beispiel für zusätzliche Verluste und zusätzliche Gewinne bei Zurückhaltung .....	18
Abbildung 4.2: Pay-as-bid Auktion .....	22
Abbildung 4.3: Physische und ökonomische Zurückhaltung .....	38
Abbildung 5.1: Börsenpreise in Europa (monatliche Durchschnitte; Quelle: EEX, APX, Powernext, Omel, DG Energy and Transport) .....	48
Abbildung A.1: Angebotsfunktion im Strommarkt.....	67
Abbildung A.2: Preisvolatilität (und gehandelte Volumina) an der Strombörse am 1.10.2007, in dem vorangegangenen Monat und in den vorangegangenen 12 Monaten (Quelle: EEX).....	69
Abbildung A.3: Preisvolatilität als Gleichgewichtsphänomen .....	70
Abbildung A.4: Grenzkostenpreis ist gleich den Kosten der letzten Einheit.....	71
Abbildung A.5: Grenzkostenpreis liegt über den Kosten der letzten Einheit .....	72
 Tabelle 5.1: Übersicht über die Strombörsen.....	 50
Tabelle 5.2: Ergebnisse des Market-Couplings, Durchschnittswerte für November 2006 bis August 2007 .....	 56

# 1. Einführung

Die Preisfindung im Strombörsenhandel steht angesichts steigender Preise im Blickpunkt der Öffentlichkeit. Die Gründe für hohe Erzeugerpreise können in *fundamentalen Faktoren* liegen (hohe Produktionskosten, Kapazitätsknappheiten, starke Nachfrage, umweltpolitische Eingriffe etc.), in einer unbefriedigenden *Marktstruktur* mit oligopolistischen Preisaufschlägen, sowie schließlich in den *Marktregeln*, wenn sie nicht optimal die Preisfindung und den Wettbewerb unterstützen. In diesem Gutachten untersuchen wir den Einfluss der Marktregeln. Dabei gilt unser Augenmerk insbesondere dem Preisfindungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX („Stromauktion“). Unsere Prüfung unterstellt verschiedene Wettbewerbs- und Kostenstrukturen, deren Messung oder Bewertung jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens sind. Ergänzend vergleichen wir das Marktdesign der EEX mit Marktplattformen anderer europäischer Staaten sowie mit alternativen Konzepten der Marktorganisation und Marktmakrostruktur.

Der Preis im Strombörsenhandel ist aufgrund von Arbitragemöglichkeiten von zentraler Bedeutung für die Preise in allen anderen Strommärkten, etwa auf Terminmärkten, im OTC-Handel sowie in Absatzverträgen mit Endverbrauchern. Wenn nämlich Käufer und Verkäufer beim Stromhandel die Option besitzen, an der Strombörse zu handeln, dürfen sich bei bilateralen Verträgen außerhalb der Strombörse die Händler auf beiden Marktseiten zumindest in ihrer Erwartung nicht schlechter stellen als bei entsprechenden Geschäften an der Strombörse; weder ein Stromkäufer noch ein Stromverkäufer wird einen Preis außerhalb der Strombörse akzeptieren, wenn er glaubt, an der Strombörse ein besseres Geschäft machen zu können. Folglich ist in einem wettbewerblichen Umfeld der Börsenpreis ökonomisch zwangsläufig der maßgebliche Referenzpunkt auch für den Handel außerhalb der Börse,<sup>1</sup> so dass sich Probleme bei den börslichen Marktregeln bei der Preisfindung in anderen Märkten multiplizieren können.

Strombörsen erfordern aufgrund der mangelnden Speicherbarkeit von Strom vergleichsweise komplexe Regelwerke sowie eine sorgfältige Berücksichtigung zahlreicher technischer Nebenbedingungen bei der Stromerzeugung und -übertragung. Zentrales Ergebnis dieses Gutachtens ist, dass die Stromauktion an der EEX diesen anspruchsvollen Herausforderungen

---

<sup>1</sup> Der Preis, der auf einem Terminmarkt oder in langfristigen bilateralen Verträgen für Strom bezahlt wird, kann natürlich dennoch von dem zum Lieferungszeitpunkt realisierten Börsenpreis abweichen – aber eben nicht systematisch: Erwartungsfehler in die eine oder andere Richtung werden sich ausgleichen, soweit Arbitragegeschäfte möglich sind. Abweichungen sind lediglich denkbar, wenn sich Verkäufer zum Beispiel systematisch risikoaverser verhalten als Käufer.

insgesamt gerecht wird. Es kann nach modernem wirtschaftswissenschaftlichen Kenntnisstand nicht gelingen, den Strompreis durch Änderungen im Auktionsdesign systematisch und nachhaltig zu reduzieren. Zugleich ist die Stromauktion in einer hochdynamischen Marktarchitektur eingebettet, die im Rahmen europäischer Harmonisierungs- und Koordinationsanstrengungen steter Veränderung unterworfen ist. Wir kommentieren diese Veränderungen und geben Empfehlungen ab.

Als Basis unserer Bewertung dienen Erkenntnisse der wirtschaftswissenschaftlichen Erforschung von Marktmikrostrukturen, die vornehmlich spieltheoretische Methoden nutzt. In allen Teilen des Gutachtens unterstellen wir implizit oder explizit, dass die Marktakteure nicht irrational auf Anreize reagieren, und dass „Marktgleichgewichte“ eine besondere Anziehungskraft besitzen. Ein Gleichgewicht ist insofern eine stabile Situation, als dass kein Marktakteur im Gleichgewicht einen Anreiz besitzt, sein Verhalten oder seine Pläne zu ändern. Ist ein System nicht im Gleichgewicht, gibt es folglich mindestens einen Akteur, der einen solchen Anreiz besitzt. Unerwartete Schocks – zum Beispiel durch energiepolitische Maßnahmen, durch Brennstoffpreisänderungen oder bei der Produktivitätsentwicklung – können dazu führen, dass volatile Systeme wie der Strommarkt aus dem Gleichgewicht geraten. Dennoch kann man typischerweise erwarten, dass Abweichungen vom Gleichgewicht nicht systematisch stattfinden und Erwartungen jedenfalls nicht systematisch verzerrt sind. Auch deswegen ist die Anreiztheorie und die Gleichgewichtsanalyse, so wie sie in diesem Gutachten Anwendung findet, Grundlage aller modernen Wirtschaftsanalyse.

In Kapitel 2 beschreiben wir einführend, in welchem Umfeld die Strombörse an der EEX agiert (Marktmakrostruktur), und wie die Auktionsregeln ausgestaltet sind (Marktmikrostruktur). Kapitel 3 stellt die beiden grundlegenden Organisationsformen für Strommärkte (Börsen- und Poolmodell) vor und diskutiert Vor- und Nachteile. In Kapitel 4 beschäftigen wir uns mit den wesentlichen Designaspekten der Stromauktion. Dazu gehören unter anderem eine Bewertung der Auktions- und Gebotsformate sowie eine Diskussion der Verknüpfung mit interdependenten Märkten. In Kapitel 5 stellen wir die Regelwerke anderer europäischer Stromauktionen vor und vergleichen sie mit der Stromauktion an der EEX. Kapitel 6 fasst zusammen. Ergänzend geben wir im Appendix einen Überblick über die ökonomischen Grundlagen und Gesetzesmäßigkeiten der Preisbildung im Stromgroßhandel, soweit sie für Marktdesignfragen relevant sind.

## 2. Stromhandel an der EEX

Der Liberalisierungsprozess im deutschen Strommarkt begann mit dem Erlass des Energiewirtschaftsgesetzes in der Fassung vom 24. April 1998, das die EU Energie Richtlinie 96/92/EG in nationales Recht umgesetzt hat. Darin wurde die leitungsgebundene Versorgung mit Strom prinzipiell für den Wettbewerb geöffnet. Zentrale Bestandteile des Gesetzes sind die freie Wahl des Stromzulieferers durch den Endverbraucher und die Regelung des Netzzuganges.<sup>2</sup>

In der Anfangsphase der Liberalisierung fand sowohl der langfristige als auch der kurzfristige Stromhandel ausschließlich bilateral statt (so genannte „Over-The-Counter“ oder „OTC“-Geschäfte). Schon sehr bald entwickelten sich jedoch auch Börsen als zentrale Stromhandelsplätze. Im Jahre 2001 fusionierten die deutschen Strombörsen LPX (Leipzig) und EEX (Frankfurt) zur neuen in Leipzig ansässigen EEX AG.

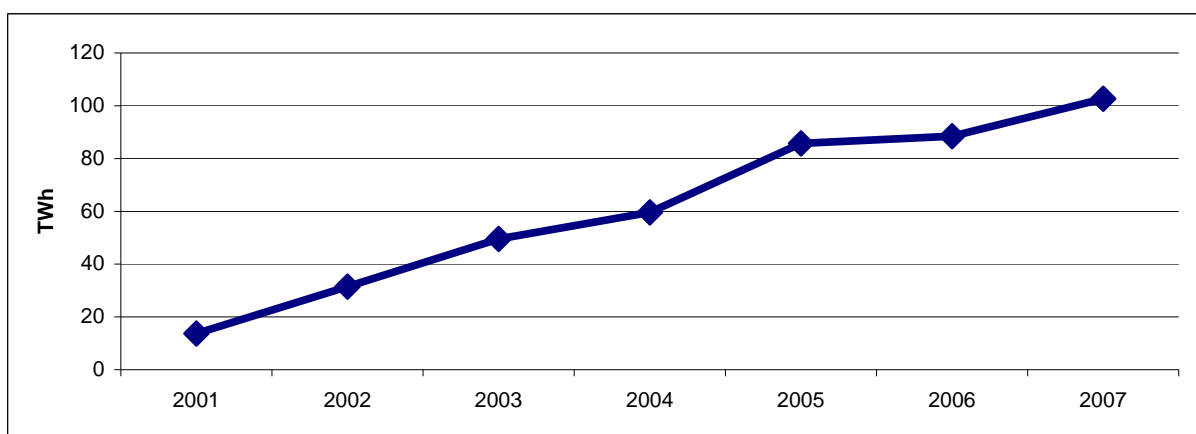


Abbildung 2.1: Entwicklung der DA-Handelsvolumina an der EEX (Quelle: EEX).<sup>3</sup>

Zurzeit werden mehr als 100TWh und etwa 15 Prozent des im Marktgebiet der EEX verbrauchten Stroms in der täglichen stattfindenden Day Ahead Auktion für Stromstundenkontrakte der EEX gehandelt, mit – auch im Vergleich zu anderen Börsen – stark wachsender Tendenz (Grafik 2.1 und 2.2). Der übrige Handel findet weiterhin hauptsächlich in bilateralen, meist langfristigeren OTC Geschäften statt. Das Handelsgebiet der EEX wurde im Laufe der vergangenen Jahre stetig erweitert. Konnte man anfangs nur Strom innerhalb Deutschlands handeln, so wurde später auch die Regelzone der APG (Austrian Power Grid) in Österreich in das Marktgebiet mit einbezogen.

<sup>2</sup> Bezüglich Netzzugang kam es zu einer Neufassung des Gesetzes im Jahre 2005, die am 1. Juni 2007 in Kraft getreten ist.

<sup>3</sup> Die Werte für 2007 sind auf ein Jahr hochgerechnet.

Seit Dezember 2006 kann für das separate Marktgebiet Schweiz ebenfalls Strom an der EEX gehandelt werden. Für die Marktgebiete Deutschland/Österreich und Schweiz müssen separate Gebote abgegeben werden, die unabhängig voneinander, jedoch nach den gleichen Auktionsregeln berücksichtigt werden. Im Folgenden werden wir uns auf die Darstellung des Strommarktes innerhalb Deutschlands konzentrieren.

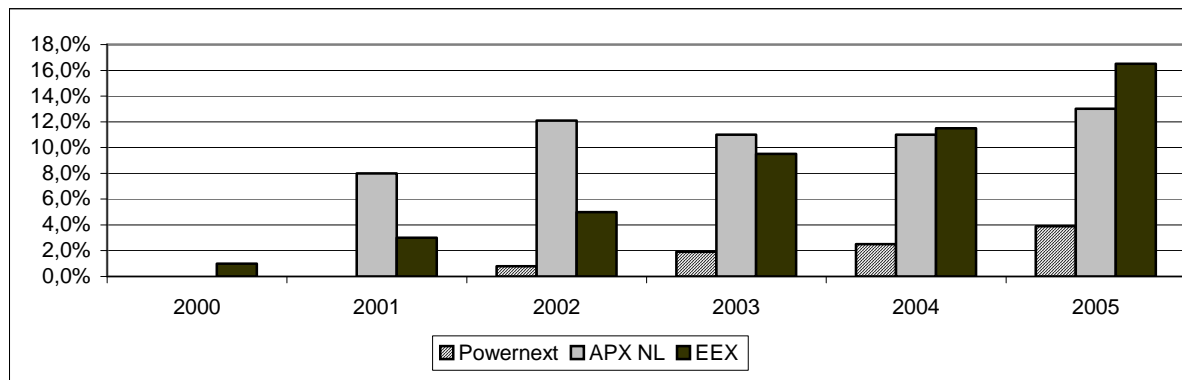


Abbildung 2.2: Vergleich von DA-Handelsvolumina (Quelle: DG Competition 2007)

Die EEX bietet ein System von ineinander greifenden, interdependenten Märkten an, auf denen Strom für unterschiedliche Fristigkeiten gehandelt werden kann. Im Mittelpunkt steht die tägliche Day Ahead Auktion, in der um 12 Uhr jedes Wochentages Stromstundenkontrakte und Blockkontrakte für den nächsten Tag gehandelt werden. Kontrakte für Sonntag und Montag werden in der Auktion am Freitag vergeben.<sup>4</sup> In der Auktion können sowohl Gebotsfunktionen für jede einzelne Stunde abgegeben werden, als auch Blockgebote, die mehrere zusammenhängende Stunden umfassen. Für Blockgebote gibt es eine Reihe an standardisierten Blöcken (Base (0-24 Uhr), Peak (8-20 Uhr), Off-Peak 1 (0-8 Uhr), Off-Peak 2 (20-24 Uhr), EEXNight (0-6 Uhr), EEXMorning (6-10 Uhr), EEXHighNoon (10-14 Uhr), EEXAfternoon (14-18 Uhr), und EEXEvening (18-24 Uhr)). Es besteht für die Marktteilnehmer aber auch die Möglichkeit, Blöcke für beliebig zusammenhängende Stunden zu definieren.<sup>5</sup> Der maximal zulässig gebotene Preis ist für alle Kontrakte 3.000 €/MWh.

Die Aggregation aller Gebote zu Angebots- und Nachfragefunktionen wird nach §24 der Handelsbedingungen wie folgt durchgeführt. In einem ersten Schritt werden alle Gebote für alle Einzelstunden und für alle Blöcke zu linear interpolierten Verkaufs- beziehungsweise Kaufkurven

<sup>4</sup> Zukünftig sollen auch an den Wochenendtagen zentrale Auktionen durchgeführt werden.

<sup>5</sup> Vergleiche §21 der Bedingungen für den Handel an der EEX, die unter <http://www.eex.com/de/document/13393> erhältlich sind.



umgewandelt. Dabei wird für die Einzelstunden der gebotene Preis berücksichtigt, während die Blockgebote zunächst als unlimitiert angenommen werden. Der Marktpreis des ersten Schrittes ergibt sich aus dem Schnittpunkt der resultierenden Angebots- und Nachfragefunktionen.

In einem zweiten Schritt wird nun dasjenige Blockgebot (irreversibel) ausgeschlossen, das bei den Stundenpreisen des ersten Schrittes den höchsten Verlust machen würde, das also den größten Abstand zu den im ersten Schritt ermittelten Marktpreisen hat. Haben zwei Gebote genau den gleichen Abstand, so wird das Gebot mit dem geringeren Volumen ausgeschlossen. Nach diesem Prinzip werden so lange in weiteren Iterationen je einzelne Blöcke ausgeschlossen, bis alle noch nicht ausgeschlossenen Blöcke mindestens ihre Gesamtforderung realisieren können.

Der beschriebene Algorithmus erzeugt im Ergebnis in der Regel für jede Stunde des Folgetages einen Markträumungspreis. Jeder Anbieter, der in einer bestimmten Stunde Strom liefert, erhält den jeweiligen Stundenpreis und jeder Nachfrager, der in einer bestimmten Stunde Strom abnimmt, zahlt ihn. Da alle Marktteilnehmer zu demselben Preis handeln, wird dieser Mechanismus auch „Einheitspreisauktion“ genannt. Es werden keine Seitenzahlungen vorgenommen: Blockgebote werden gemäß des Algorithmus nur dann ausgeführt, wenn die Preisforderung geringer ist als die Summe der Stundenpreise (auf der Angebotsseite), beziehungsweise wenn die Zahlungsbereitschaft höher ist als die Summe der Angebotspreise (auf der Nachfrageseite). Wie wir noch sehen werden, können Blockgebote daher unter Umständen abgewiesen werden, die bei den ausgewiesenen Stundenpreisen eigentlich bedient werden könnten.

Es kann auch passieren, dass kein Markträumungspreis ermittelt werden kann. Mögliche Gründe dafür sind, dass beim maximal zulässigen Preis die Nachfrage das Angebot übersteigt, dass beim geringstmöglichen Preis das Angebot die Nachfrage übersteigt, oder dass Blockgebote Markträumung verhindern. Wenn Angebot und Nachfrage nicht in Übereinstimmung gebracht werden können, erlauben die Handelsbedingungen der EEX Geschäftsführung, eine zweite Gebotsabgabe der Börsenteilnehmer zu veranlassen. Sollte bei dieser zweiten Auktion auch kein Markträumungspreis ermittelt werden können, so kann die Geschäftsführung alle Blockgebote streichen, die eine Markträumung verhindern. Letztes Mittel zur Erzwingung der Markträumung kann eine pro rata-Zuteilung sein, bei der das unzureichende Angebot anteilig auf die Nachfrage verteilt wird, oder die unzureichende Nachfrage anteilig auf das Angebot verteilt wird (siehe § 24 (5) und (6) der Handelsbedingungen für weitere Details).

Sollte bekannt werden, dass die Übertragungskapazität zur Ausführung der in der Stromauktion ermittelten Fahrpläne nicht ausreicht, so kann eine Aufteilung der Märkte in unterschiedliche Preiszonen vorgenommen werden (§24 (4)). Dieser Fall ist bis heute nicht eingetreten, da die

Netzkapazitäten innerhalb des Handelsgebietes der EEX ausreichend groß sind, und zudem die an der EEX gehandelten Mengen nur einen kleinen Teil der täglichen Gesamtlast darstellen. Bereits vor dem Börsenhandel geschlossene Verträge sind der EEX in der Regel nicht bekannt und können somit auch nicht berücksichtigt werden. Übertragungsnetzengpässe, die sich aus allen Fahrplananmeldungen der Marktteilnehmer ergeben (also aus der Summe aller an der Börse und vorher beziehungsweise parallel OTC gehandelten Mengen) werden durch Redispatch von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber gelöst.

Vor der zentralen Auktion besteht für die Stromanbieter die Möglichkeit, Blöcke im kontinuierlichen Handel zwischen 8 und 12 Uhr zu handeln. Dabei können drei Arten von Blöcken gehandelt werden, Peak (08-20 Uhr), Off Peak (20-08 Uhr) und Base (00-24 Uhr). Seit dem 25. September 2006 besteht darüber hinaus die Möglichkeit, auch nach der zentralen Auktion bilateral über die Plattform der EEX Strom für den folgenden Tag zu handeln, und zwar ab 15 Uhr (das heißt nach Erstellung des ersten, vorläufigen Fahrplans) bis 75 Minuten vor der physischen Lieferzeit des Stroms. Diese Handelphase wird als ‚Intraday Handel‘ bezeichnet und erlaubt den Stromhandel ‚rund um die Uhr‘ bis kurz vor der physischen Erfüllung. Außerdem werden an der EEX Futures auf den Day Ahead-Preis der täglichen Auktion, Gas (Day Ahead und Futures), CO<sub>2</sub> Emissionszertifikate und weitere Produkte gehandelt.

### **3. Makrostruktur liberalisierter Strommärkte**

In allen europäischen Staaten ist man in den vergangenen Jahren von regulierten Gebietsmonopolen zu liberalisierten Strommärkten übergegangen. Dabei hat sich gezeigt, dass bilateraler Handel allein den Anforderungen des Strommarktes nicht gerecht werden kann. Ein Grund ist, dass Stromangebot und Stromnachfrage bei hoher Volatilität stets auszugleichen sind, so dass Geschwindigkeit ein entscheidender Faktor für die Funktionsfähigkeit und Räumung eines Stromspotmarktes ist. Nur zentrale, multilaterale Marktorganisationen können letztlich die notwendige Transparenz über Preise und Knappheiten in der Geschwindigkeit offenbaren, die eine effiziente Allokation und Koordination von Erzeugung, Übertragung und Regelenergie erfordern. Dennoch kommt dem bilateralen Stromhandel eine wichtige Bedeutung zu (Kapitel 4.1), nämlich insbesondere in Terminmärkten, wo Geschwindigkeit allenfalls von geringer Relevanz ist. Deshalb

koexistieren in Strommärkten typischerweise sowohl zentralisierte multilaterale als auch dezentrale bilaterale Handelsplattformen (Stoft 2002).

Für die Organisation der zentralen Handelsplattformen haben sich zwei Modelle herauskristallisiert: das Börsenmodell und das Poolmodell. Es gibt keine einheitliche, definitive Abgrenzung der beiden Marktmodelle; in der Praxis weisen viele Märkte Elemente beider Marktmodelle auf. In diesem Kapitel diskutieren wir die grundlegenden Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile von Pool- und Börsenmärkten.

### **3.1 Börsenmodell**

Alle liberalisierten Strommärkte Europas sind inzwischen weitgehend nach dem Börsenmodell organisiert, während sich viele Länder außerhalb Europas für das Poolmodell entschieden haben. Börsenmodelle sind durch dezentrale Marktorganisation und dezentrale Entscheidungen charakterisiert. Der Stromhandel findet in der Regel in einer Sequenz von eng verknüpften aber separaten Märkten und anderen Allokationsmechanismen für Erzeugung, Übertragung und Regelernergie statt. Die Stromerzeuger planen eigenständig den Kraftwerkseinsatz und koordinieren sich selbst mit dem Übertragungsnetzbetreiber. In fast allen Ländern wird einen Tag vor der physischen Erfüllung eine zentrale Auktion durchgeführt, in der die Marktteilnehmer größtenteils Stromstundenkontrakte für den folgenden Tag handeln können.<sup>6</sup> Die Teilnahme an der Börse ist nicht verpflichtend, so dass Stromhandel auch ‚an der Börse vorbei‘ möglich ist. Die Beschreibung des Stromhandels an der EEX in Kapitel 2 zeigt exemplarisch, wie ein Börsenmodell in der Praxis aussehen kann.

Die dezentrale Organisationsform im Börsenmodell erlaubt, dass Marktpreise Entscheidungen steuern und Erzeuger in allen Phasen selbständig den Kraftwerkseinsatz optimieren. Ein weiterer Vorteil im Vergleich zum Poolmodell ist, dass Wettbewerb zwischen Marktplattformen entstehen kann. So entsteht bei fehlerhaftem, ineffizientem oder kostspieligem Marktdesign der Strombörse rasch Anpassungsdruck. Auf der anderen Seite kann es durch die dezentrale Organisation zu Koordinationsschwierigkeiten und Ineffizienzen kommen, wenn die verschiedenen Märkte nur unzureichend synchronisiert sind und die Marktakteure falsche Erwartungen bezüglich Preise und Knappheiten in verknüpften Märkten hegen.

Eine zentrale Herausforderung für Börsenmodelle ist daher die Koordination der Märkte für Erzeugung, Übertragung und Regelernergie. Da Erzeugung und Übertragung aus Sicht des

---

<sup>6</sup> Für Großbritannien unterscheiden sich die Marktregeln signifikant von den Regeln in anderen europäischen Ländern; vergleiche Kapitel 5.4.

Anbieters Komplemente sind, und Erzeugung für den Spotmarkt und Regelenenergiemarkt Substitute sind, hängt zum Beispiel die Entscheidung, wie viel Strom zu welchem Preis in der Stromauktion angeboten wird, von den Preisen und Knappheiten bei der Übertragung und der Regelenenergie ab. Fehler bei der Einschätzung der Verfügbarkeit von Übertragungskapazitäten oder von Regelenenergiepreisen führen zu Fehlentscheidungen bei der Stromerzeugung, erhöhten Stromkosten und schlimmstenfalls zu einer verminderten Zuverlässigkeit der Stromversorgung.

Nach der Liberalisierung wurden in Börsenmodellen Übertragungsknappheiten bei der Preisbildung in der Stromauktion nicht oder lediglich am Rande berücksichtigt. Die Vernachlässigung potenzieller Übertragungsprobleme innerhalb der einzelnen Marktgebiete stellte bisher in der Praxis lediglich ein untergeordnetes Problem dar. Ein Grund ist, dass die meisten Handelsplätze und Börsen historisch auf nationale Grenzen ausgelegt waren, und innerhalb dieser Grenzen in der Regel ausreichende Übertragungskapazität zur Verfügung stand. Zum anderen können potenziell auftretende Netzengpässe zunächst ignoriert und durch Redispatch von Seiten der Netzbetreiber wieder aufgehoben werden. Die Kosten des Redispatches werden durch Netznutzungsentgelte finanziert. Es ist jedoch nicht unwahrscheinlich, dass mit dem zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel und der weiter ansteigenden Einspeisung von Windenergie Netzengpässe zukünftig eine bedeutendere Rolle für die Effizienz der Stromversorgung spielen werden.

Börsenmodelle können flexibel auf solche Herausforderungen reagieren. Interkonnektorkapazität wird in Europa zumeist in speziellen, vom eigentlichen Stromhandel unabhängigen so genannten ‚expliziten Auktionen‘ erworben. An einigen Börsen (zum Beispiel am NordPool; siehe Kapitel 5.1) werden Engpässe auch ‚implizit‘, im Rahmen des so genannten ‚Market Splitting‘ direkt bei der Preisbildung in der Stromauktion berücksichtigt. Eine dritte Option innerhalb des Börsenmodells ist ‚Market Coupling‘, bei dem die Allokation von internationalen Übertragungskapazitäten eng mit dem Design von Strombörsen verwoben wird. In Kapitel 4.5 werden wir diese Optionen weiter ausführen.

### **3.2 Poolmodell**

Die Alternative zum Börsenmodell ist das Poolmodell, für das sich viele Länder außerhalb Europas entschieden haben. Der ‚Prototyp‘ des Poolmodells wurde in den US-amerikanischen Regionen Pennsylvania, New Jersey und Maryland (kurz PJM) implementiert. Das Marktdesign von PJM wurde von vielen Ländern, einschließlich Kanada, Australien, Neuseeland und Russland, zumindest teilweise kopiert.

Poolmodelle sind zentral organisiert; der gesamte Stromhandel muss obligatorisch über den Pool ablaufen und langfristige Verträge werden in der Regel als rein finanzielle Produkte gehandelt. Meist bietet nur die Angebotsseite aktiv in den Pool, während die Nachfrage geschätzt und aggregiert in den Pool hinein geboten wird. Sodann werden alle operationalen Entscheidungen bezüglich Erzeugung, Übertragung und Regelenenergie umfassend und simultan durch Computeralgorithmen optimiert.

Die Tatsache, dass Stromhandel obligatorisch über den Pool ablaufen muss, macht Gebotsformate nötig, die die Kostenstrukturen der Stromerzeuger detailliert abbilden können (Kapitel 4.2). Zumeist wird dies in Form von mehrteiligen Geboten realisiert. Solche Gebote enthalten eine Preisforderung für das Hochfahren eines Kraftwerkes, die Stromproduktion an sich, sowie das Herunterfahren.

Der obligatorische Handel im Poolmodel erleichtert die Koordination von Erzeugung und Übertragung. Insbesondere werden durch das so genannte ‚Locational Marginal Pricing‘ oder ‚Nodal Pricing‘ simultan der Kraftwerkseinsatz und die Netznutzung optimiert. Dabei werden für jeden Einspeise- und Entnahmepunkt Strompreise so ermittelt, dass sie die bestehenden Übertragungsengpässe und Erzeugungskostenstrukturen im Gesamtsystem ökonomisch akkurat reflektieren.<sup>7</sup> Die simultane Optimierung des Gesamtsystems impliziert, dass auch der Kraftwerkseinsatz zentral und im Rahmen der täglichen Stromauktion organisiert wird. Dabei ist es notwendig, einigen Anbietern zusätzliche Zahlungen (so genannte „Seitenzahlungen“) zukommen zu lassen, und zwar dann, wenn ihre Kraftwerke zwar in der Einsatzplanung vorgesehen sind, die Knotenpreise (Nodal Prices) ihrer Kraftwerke jedoch nicht ausreichen, um ihre Preisforderung zu befriedigen (Kapitel 4.2).

Die Märkte für Regelenenergie sind ebenfalls in den Pool integriert: Die Gebote in der Stromauktion werden simultan zur Deckung der Nachfrage des Folgetages als auch zur Deckung des Bedarfs an so genannten ‚Systemdienstleistungen‘ (in Deutschland: Regelenenergie) herangezogen. Das Poolmodell fasst somit alle Märkte, die in Börsenbasierten Märkten typischerweise asynchron stattfinden, zu einem einzigen Markt zusammen. Falls die Gebote Kostenstrukturen akkurat reflektieren, erlaubt dieses Verfahren somit prinzipiell eine effiziente Nutzung aller Ressourcen.

---

<sup>7</sup> Dabei muss angenommen werden, dass alle Gebote ‚wahrheitsgetreu‘ abgegeben werden; auf die wichtige Problematik strategischen Verhaltens im Poolmodell gehen wir später ein.

### 3.3 Bewertung

Zentralisiert organisierter Stromhandel im Poolmodell ahmt die ursprünglich vertikal integrierten und strikt regulierten Marktarchitekturen der Prä-Liberalisierungszeit weitgehend nach und erlaubt eine sehr gute Koordination der verschiedenen Teilbereiche des Strommarktes. Oft wurde zudem als Argument für Poolmodelle angeführt, dass eine umfassende simultane Optimierung von Erzeugung, Übertragung und Regelenergie zwingend notwendig sei, um den zahlreichen Interdependenzen und technischen Restriktionen im Strommarkt Rechnung zu tragen. Nur dies könne eine kostenminimale Stromversorgung sicherstellen.

Doch Poolmodelle kämpfen auch mit Problemen. Eines ist die Fokussierung der Optimierungsalgorithmen auf *kurzfristige* Kostenminimierung, die dazu führt, dass Investitionsanreize verzerrt sein können. Da Poolmodelle die Begleichung von Dispatch-relevanten Kosten wie zum Beispiel Anfahrkosten durch Seitenzahlungen stets garantieren, werden derlei Kostenbestandteile bei Investitionsentscheidungen nicht hinreichend internalisiert (Stoft 2002). Zudem besitzt die Nachfrageseite wenig Anreize und Möglichkeiten, sich in Poolmodellen einzubringen oder auf Preise zu reagieren, was zu signifikanten Effizienzbeeinträchtigungen führen kann (Ockenfels 2007a). Schließlich wird durch den obligatorischen Handel in einem Pool der Wettbewerb von Marktplattformen unterdrückt. Dies impliziert, dass bei fehlerhafter oder mangelnder Ausgestaltung der Prozeduren und Regeln weder für die Marktteilnehmer Ausweichmöglichkeiten existieren noch für die Marktplattform hoher Anpassungsdruck entsteht.

Wichtig ist zudem, dass die im Poolmodell verwendeten Optimierungsalgorithmen nicht die notwendigen Anreize zur Offenbarung der tatsächlichen Kostenparameter erzeugen. Das Optimierungsverfahren ähnelt den Verfahren, die vor der Liberalisierung der Märkte zum Einsatz kamen. Der Unterschied ist jedoch, dass nach der Liberalisierung alle relevanten Parameter von vielen Gewinnmaximierenden Anbietern bereitgestellt werden, die jeweils private Informationen über ihre Kosten besitzen und diesen Informationsvorsprung strategisch einsetzen können. Die Optimierungsalgorithmen operieren dagegen unter der Annahme, dass alle relevanten Parameter wahrheitsgetreu vorliegen.

Das Problem verzerrender Anreizwirkungen bei asymmetrischer Information im Stromhandel kann schon allein aufgrund der großen Komplexität des Optimierungsproblems nicht vollständig zufrieden stellend durch die Wahl eines geeigneten Algorithmus gelöst werden (Wilson 2001, Stoft 2002).<sup>8</sup> Das kürzlich von der US-amerikanischen Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

---

<sup>8</sup> Die Preisträger des Nobelpreises für Wirtschaftswissenschaft 2007 sind für ihre Arbeiten ausgezeichnet worden, die die fundamentalen Schwierigkeiten bei zentralisierten Systemen zur Allokation knapper Ressourcen bei asymmetrischer Information beschreiben. Theoretisch ist dem Problem letztlich mit so genannten Vickrey-Clark-

entwickelte ‚Standard Market Design‘ (SMD) beinhaltet daher eine Reihe von Eingriffen, um strategisches Verhalten und Marktmachtausübung zu beschränken, wie zum Beispiel Price Caps (zur Zeit USD 1.000/MWh) oder die enge Überwachung des Bietverhaltens großer Marktteilnehmer und deren Disziplinierung bei ‚offensichtlicher‘ Ausnutzung von Marktmacht.

Schließlich sind selbst die umfassendsten Optimierungsalgorithmen schon aufgrund von Soft- und Hardwarebeschränkungen inhärent unvollständig, und können typischerweise nicht alle relevanten Parameter berücksichtigen oder dynamisch optimal auf Prognosefehler reagieren (Wilson 2001). Letztlich ist also die Hypothese, dass die Algorithmen zur simultanen Optimierung des Gesamtnetzwerks zuverlässig Kostenminimierung erzeugen können, eine Fiktion. Poolmodelle setzen eine engmaschige Kontrolle des Marktes, seiner Institutionen, sowie der Marktteilnehmer voraus. Dies impliziert nicht nur hohe (Kontroll- und Marktaufsichts-) Kosten, sondern auch, dass der (schlechter informierte) Regulierer Entscheidungen treffen muss, die in einem dezentral organisierten System der Markt trifft. Auch deswegen mag es insgesamt eine Tendenz hin zu mehr dezentral organisierten Marktarchitekturen geben (Wilson 2001).

Befürworter von Börsenmodellen betonen, dass auch dezentrale Märkte die richtigen Anreize zur kostenminimalen Stromproduktion setzen können. Eine wichtige Voraussetzung dafür ist, dass es den einzelnen Marktteilnehmern gelingt, akkurate Vorhersagen über die Ergebnisse der Allokationsverfahren in den verschiedenen verknüpften Märkten zu treffen. Dies ist eine starke Anforderung; bedenkt man jedoch, dass die Märkte täglich geräumt werden, so ist es nicht unplausibel, dass sich die Erwartungen so anpassen, dass sie schließlich im Allgemeinen erfüllt werden. Zudem können auch im Börsenmodell interdependente Märkte an den entscheidenden Stellen eng koordiniert und synchronisiert werden, so dass Koordinationsprobleme minimiert werden (Kapitel 4.5). Andere Vorteile des Börsensystems sind, dass es – im Vergleich mit dem Poolmodell – einfacher ist, eine aktive Teilnahme der Nachfrageseite am Stromhandel zu erreichen, und dass die Marktteilnehmer schlecht funktionierenden Institutionen in der Regel ausweichen können und somit Fehler im Marktdesign weniger Schaden anrichten sowie schneller identifiziert und behoben werden können.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass Poolmodelle vorteilhaft sind, wenn der Wettbewerb stark ist oder effektiv reguliert werden kann, wenn die Nachfrage keine große Rolle bei der

Preisfindung spielen kann, und wenn die in der Praxis notwendigerweise auftretenden Defizite bei der zentralen Systemoptimierung klein gehalten werden können. Dezentral organisierte Börsenmodelle besitzen Vorteile, wenn die Koordination interdependenter Märkte vergleichsweise unwichtig ist (weil zum Beispiel Übertragungsengpässe selten sind), oder enge Koordination bereits durch eine geeignete Marktarchitektur (zum Beispiel durch implizite Mechanismen und Market Coupling) erreicht wird.<sup>9</sup>

Für Europa gibt es keinen Grund, ein Systemwechsel hin zu Poolmodellen in den Mitgliedsstaaten anzustreben, denn es gelingt zunehmend, in den europäischen börsenbasierten Systemen eine effiziente Koordination der einzelnen Strom- und Übertragungskapazitätsmärkte zu realisieren. Entscheidende Schritte in diese Richtung werden zurzeit auf allen europäischen Märkten unternommen. Durch die Kopplung nationaler Märkte können börsenorientierte Modelle Marktanreize nutzen, ohne auf Koordination zentraler Entscheidungen verzichten zu müssen. (Ein Systemwechsel für Deutschland alleine kommt nicht in Betracht, weil die Märkte in den Nachbarländern ohne Ausnahme Börsenmodelle implementiert haben, und die internationale Konvergenz und Harmonisierung bei divergierenden Marktmakrostrukturen schwierig bis unmöglich wäre.)

## 4. Design der Stromauktion

Im europäischen Energiemarkt wird ein Großteil der Energie in langfristigen Verträgen gehandelt und nur ein vergleichsweise geringer Teil Day Ahead in den Stromauktionen. Dennoch macht es Sinn, die ökonomische Analyse auf die Preisbildung am Spotmarkt zu fokussieren. Dies liegt darin begründet, dass die Preise in allen vorgelagerten Strommärkten die erwarteten Spotmarktpreise reflektieren und somit die Spotpreise auch in der langen Frist die Stromkosten determinieren (siehe Kapitel 1 und Appendix).

In Kapitel 4.1 beschäftigen wir uns mit den Preisregeln, die in Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte angewendet werden. Wir analysieren den von der EEX verwendeten Einheitspreismechanismus und diskutieren im Rahmen von Auktionsmodellen alternative Mechanismen. Von Komplexitäten, die durch komplementäre Kostenbestandteile auftreten können, wird dabei zunächst abstrahiert. Diese spielen dann in Kapitel 4.2 die zentrale Rolle, in dem verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung der Gebotsformate diskutiert werden. Die Rolle

---

<sup>9</sup> In der wissenschaftlichen Literatur gibt es keine generelle Empfehlung für das eine oder andere Modell; vergleiche Bower und Bunn (2000), Bower und Bunn (2001), Newbery (2003, 2004), Fabra und Toro (2003) und Hogan (1995).



von Preis- und Gebotsgrenzen an der Strombörse und ihre Auswirkungen auf den Stromhandel werden in Kapitel 4.3 diskutiert. In Kapitel 4.4 greifen wir Vorschläge zu der so genannten „Andienungspflicht“ auf und erläutern, warum sie mit liberalisiertem Stromhandel im Börsensystem unvereinbar ist. Die Verknüpfung der im Börsensystem unabhängig operierenden Märkte für Strom, Regelenergie und Übertragungsleistungen wird in Kapitel 4.5 angesprochen. In Kapitel 4.6 beschreiben wir knapp die Herausforderung von Strommärkten, auch effiziente Investitionsanreize zu liefern. Abschließend befassen wir uns in Kapitel 4.7 mit einigen Aspekten der Transparenz in den Stromauktionen aus Marktdesignsicht.

## 4.1 Preisbildungsregeln

Die meisten Stromspotauktionen operieren in Form einer geschlossenen Auktion.<sup>10</sup> In geschlossenen Auktionen gibt es nur eine Bietrunde; die Auktionsteilnehmer erhalten also innerhalb einer Auktion kein Feedback über das Bietverhalten anderer Bieter in der Auktion, auf das sie reagieren könnten. In offenen Auktionen wird dagegen über mehrere Runden geboten. Der Vorteil von offenen Auktionen ist, dass sie durch die Offenbarung vorläufiger Preisinformationen in den Vorrunden die Bietstrategien der Auktionsteilnehmer (insbesondere bei komplexer Bewertung der zu versteigernden Güter) und die Preisfindung erleichtern können. Nachteile offener Auktionen sind zum einen die erhöhte Gefahr von Kollusion durch die Möglichkeit dynamisch-reziproker Bestrafung und Belohnung sowie impliziter koordinierender Absprachen über die einzelnen Runden hinweg (Klemperer 2004). Zum anderen erfordern offene Auktionen synchrones Bieten; alle Bieter müssen sich zu einem bestimmten Zeitpunkt über eine bestimmte Zeitperiode hinweg koordinieren, was die Transaktionskosten erhöht. Da Stromauktionen jedoch regelmäßig stattfinden und typischerweise darüber hinaus in einen kontinuierlichen Handel eingebettet sind, ist der Informationsfluss *innerhalb* einer Auktion für die Komplexitätsreduktion und Preisfindung nur von geringer Bedeutung. Zugleich wird der Nachteil einer potenziell erhöhten Kollusionsgefahr sowie erhöhter Transaktionskosten in täglich wiederholten Auktionen tendenziell noch verstärkt (Rothkopf 1999).

In geschlossenen Stromauktionen geben die Anbieter Gebotskurven ab, das heißt sie spezifizieren für jede Stunde des Folgetags, welche Mengen sie zu welchen Preisen anzubieten bereit sind. Aus den individuellen Gebotsfunktionen wird dann für jede Stunde eine aggregierte Gebotsfunktion errechnet, indem die Gebote nach der Preishöhe sortiert werden. Die gehandelte Menge ergibt sich

---

<sup>10</sup> Es gibt in verschiedenen Ländern auch fortlaufenden Börsenhandel vor und auch nach der Day Ahead-Auktion, so auch an der EEX. Wir konzentrieren uns hier jedoch auf die zentrale Auktion für Stundenkontrakte.

dann aus dem Schnittpunkt des so aggregierten Angebots mit der aggregierten Nachfrage für die entsprechende Stunde. Die Preisfindungsregeln können sich je nach Auktionsformat unterscheiden.

Der überwiegende Teil der Stromspotmärkte, einschließlich EEX-Stromauktion, ist als Einheitspreisauktion organisiert, bei der alle gehandelten Einheiten zum (einheitlichen) Markträumungspreis gekauft oder verkauft werden, der sich aus dem Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ergibt. Eine Ausnahme ist Großbritannien, das sich für eine Pay-as-bid Auktion entschieden hat. Auch die Vickrey-Auktion wird zuweilen in die Diskussion mit eingebracht. Die Vor- und Nachteile aller drei Formate werden im Folgenden diskutiert.

#### 4.1.1 Einheitspreisauktion

Die Einheitspreisauktion ist die in Stromauktionen vorherrschende Preisregel. Zu ihren Vorteilen zählen die für Anbieter und Nachfrager vergleichsweise transparente und einfache Preisbildung, die zudem kein zeitsynchrones Bieten erfordert und dadurch die Transaktionskosten für Anbieter und Nachfrager klein hält. Weiterhin zahlen/erhalten alle Marktteilnehmer für ein identisches Produkt den gleichen Preis; kein Marktteilnehmer muss sich daher vorwerfen lassen, im Vergleich zu anderen Händlern ‚zuviel gezahlt‘ beziehungsweise ‚zuwenig erhalten‘ zu haben. Schließlich führt in kompetitiven Märkten die Einheitspreisauktion zu voller produktiver Effizienz, was für die Pay-as-bid Auktion aufgrund ihrer erhöhten strategischen Komplexität nicht erwartet werden kann (Kapitel 4.1.3).

Ist der Strommarkt dagegen nicht hinreichend kompetitiv, können Einheitspreisauktionen Spielräume für Kapazitätszurückhaltung mit dem Ziel höherer Preise eröffnen. Der Grund ist, dass die Preisforderung für die zweite oder für jede weitere Stromeinheit den Preis für die ‚vorherigen‘ (inframarginalen) Einheiten beeinflussen kann (Ausubel und Cramton 2002).<sup>11</sup> Marktmachtausübung durch Kapazitätszurückhaltung kann Stromkosten erhöhen und die produktive Effizienz beeinträchtigen.<sup>12</sup>

---

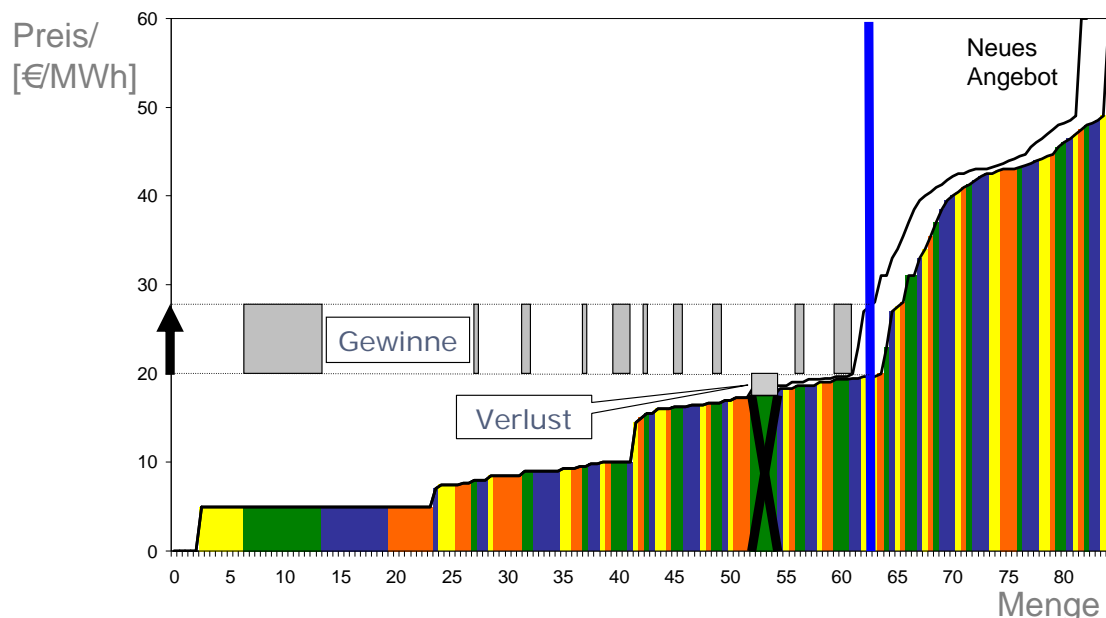
<sup>11</sup> Mengenzurückhaltung ist theoretisch in allen Märkten mit nicht-atomistischem Wettbewerb ein potenzielles Problem: das wirtschaftswissenschaftliche Standardmodell nicht-atomistischen Wettbewerbs (das so genannte „Cournot-Modell“) prognostiziert für jede Zahl von Wettbewerbern Mengenzurückhaltung, solange es nicht *unendlich* viele Wettbewerber gibt. Auch für Einheitspreisauktionen demonstriert eine Reihe von Arbeiten, dass Mengenreduktion auftreten kann. Nachfrage- beziehungsweise Angebotsreduktion wurde etwa in elektronischen Spektrum-Auktionen in Deutschland (Grimm et al. 2003), in Österreich (Klemperer 2004) und in den USA (Cramton 1995) beobachtet, oder auch im englischen (Wolfram 1998) und kalifornischen Strommarkt (Borenstein et al. 2002). Auch experimentelle Evidenz im Labor (Kagel und Levin 2001, Engelmann und Grimm 2004) und im Feld (List und Lucking-Reiley 2000) offenbart die Mechanismen.

<sup>12</sup> Unter gewissen Bedingungen können in Auktionen auch kollusive Bietstrategien ausgeübt werden. Für Einheitspreisauktionen sei beispielsweise angenommen, dass die Anbieter sich (implizit oder explizit) auf eine Aufteilung der hier als unelastisch und allseits bekannt angenommenen Nachfrage zu einem hohen Preis einigen, und dass jeder Anbieter einen kleinen Preis für geringere Mengen als die vereinbarte Menge fordert. Wenn dann ein

Es gibt zwei Formen der Kapazitätszurückhaltung, die ökonomische und die physische Zurückhaltung. Bei der ökonomischen Zurückhaltung fordern die Anbieter Preise, die über den Grenzkosten liegen.<sup>13</sup> Bei physischer Kapazitätszurückhaltung werden verfügbare Kraftwerke von vornherein nicht in den Markt hinein geboten. Beide Formen der Zurückhaltung können dazu führen, dass Kraftwerke nicht zum Einsatz kommen, obwohl die jeweiligen Grenzkosten unter dem Marktpreis liegen.

Ökonomische Zurückhaltung impliziert bei unelastischer Nachfrage nicht notwendigerweise, dass der Dispatch ineffizient ist. Falls sich die Anbieter in ihrer Größe und Kostenstruktur nicht unterscheiden, werden sie gleichförmig Grenzkostenaufschläge fordern, so dass sicher gestellt ist, dass die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach der Höhe der Grenzkosten bestimmt wird. Im realistischeren Fall unterschiedlicher Größen und Kostenstrukturen führt oligopolistischer Wettbewerb jedoch zu unterschiedlichen Grenzkostenaufschlägen und damit zu einem ineffizienten Dispatch.

Physische Zurückhaltung führt hingegen zwangsläufig zu einem ineffizienten Kraftwerkseinsatz, wie das folgende Beispiel verdeutlicht, das Ockenfels (2007a) entnommen ist.



**Abbildung 4.1: Beispiel für zusätzliche Verluste und zusätzliche Gewinne bei Zurückhaltung**

Anbieter aus der Vereinbarung ausschert und seine Angebotsmenge ausweitet, erhalten folglich er und alle anderen Anbieter den kleinen Preis. Dies stabilisiert Kollusion. Tatsächlich kann Koordination auf derartige kollusive Strategien in einer hochvolatilen und asymmetrischen Umgebung wie dem Strommarkt nur schwer oder nicht etabliert werden. Angebot und Nachfrage sind unsicher, Erzeuger unterscheiden sich in den Kraftwerksparks und Kostenstrukturen, Händler unterscheiden sich in ihren Handelszielen, und Terminmarkt- und andere Arbitragegeschäfte in den interdependenten Märkten unterlaufen oft Kollusionsanreize.

<sup>13</sup> Zur Grenzkostendefinition und Existenz von Grenzkosten bei der Stromerzeugung siehe Appendix.

Grafik 4.1 zeigt stilisiert die Grenzkostenstruktur der Stromerzeugung eines ‚typischen‘ Marktes mit relativ steilen Grenzkosten nahe an der Kapazitätsgrenze (siehe Appendix). Jeder Balken repräsentiert ein Kraftwerk. Die Breite eines Balkens zeigt die Kapazität des entsprechenden Kraftwerks an, die Höhe die Grenzkosten. Balken derselben Farbe gehören demselben Anbieter. Grafik 4.1 zeigt keinen spezifischen Markt und die Farben keine spezifischen Anbieter.

Der Markträumungspreis ohne Kapazitätszurückhaltung (alle Kraftwerke werden mit ihren Grenzkosten in den Markt geboten) liegt in dem Beispiel bei 20€/MWh und ist offensichtlich konsistent mit Grenzkostenpreisbildung: 20€/MWh sind die (zusätzlichen) Kosten einer weiteren Einheit. Bei diesem Preis kann auch der grüne Anbieter mit dem Kraftwerk, das mit einem schwarzen Kreuz gekennzeichnet ist, profitabel Strom produzieren, da die zusätzlichen Kosten der Stromproduktion für dieses Kraftwerk kleiner als 20€/MWh sind. Hält er jedoch die Stromproduktion aus diesem Kraftwerk zurück, dann verschiebt sich die aggregierte Angebotskurve rechts von dem Kraftwerk nach links, wie es die Grafik illustriert. Weil der grüne Anbieter das profitable Kraftwerk aus dem Markt nimmt, realisiert er zunächst einen Verlust. Zugleich erhöht sich jedoch der Preis für die ‚inframarginalen‘ Kraftwerke, also die Kraftwerke, die noch im Markt verbleiben und Strom produzieren. Da der grüne Anbieter eine ganze Reihe weiterer Kraftwerke im Markt hat, ist die Zurückhaltung in dem Beispiel profitabel – die zusätzlichen Gewinne übersteigen den Verlust durch Zurückhaltung. Im Ergebnis zahlen die Nachfrager Preise, die über den minimalen Grenzkosten der Produktion liegen. Der Strom wird zudem ineffizient produziert, denn das zurückgehaltene Kraftwerk hätte billiger Strom produzieren können als zum Beispiel das Preissetzende Kraftwerk.<sup>14</sup>

Mengenzurückhaltung findet in allen Märkten (nicht nur in Strommärkten) statt, die nicht perfekt kompetitiv sind. Perfekter Wettbewerb, bei dem alle Anbieter stets ihre Grenzkosten bieten, ist somit eine nicht erreichbare Fiktion; in jedem realen Strommarkt, mit weniger als unendlich vielen Anbietern, gibt es zuweilen Anreize zur Marktmachtausübung und Kapazitätszurückhaltung (siehe etwa Cramton 2004, Müsgens und Ockenfels 2006, Ockenfels 2007a,b). Diese Anreize variieren systematisch mit Faktoren, die in der Auktionsliteratur gut dokumentiert sind.

Jeder Anbieter bei nicht-perfektem Wettbewerb sieht sich einem fundamentalen Zielkonflikt zwischen Menge und Preis gegenüber: ein höherer Preis muss durch eine geringere Menge

---

<sup>14</sup> Typischerweise ist die problematischere Quelle für die Ineffizienz von Marktmachtausübung die aufgrund der Preisaufschläge zu geringe Markträumungsmenge. Dies ist jedoch in der kurzen Frist auf Strommärkten kein allzu großes Problem, wenn die Nachfrage relativ unelastisch ist und somit kaum Mengenreaktionen auf Preisänderungen zu erwarten sind. Allerdings reagiert die Nachfrage langfristig elastischer auf Preiserhöhungen, so dass auch in diesem Fall Grenzkostenaufschläge zu ineffizienten Mengen führen können.

‚erkauft‘ werden. Die Stärke des Zielkonflikts hängt wesentlich von den Reaktionen der anderen Marktteilnehmer ab, die den Preissetzungsspielraum disziplinieren. Bei Kapazitätszurückhaltung können Wettbewerber ‚in die Lücke‘ stoßen und die Nachfrage bedienen, so dass der Preis sich möglicherweise kaum ändert. Dies ist insbesondere der Fall, wenn die Kapazität nicht stark ausgelastet ist und somit die Angebotselastizität relativ hoch ist (das Angebot ist relativ flach). Die Nachfrage wird bei steigendem Strompreis tendenziell weniger nachfragen und damit ebenso dämpfend auf den Preisdruck wirken.

Der Anreiz, über Grenzkosten zu bieten, fällt mit der Marktgröße und wächst mit der Anbietergröße, insbesondere mit der inframarginalen Menge im Markt, da der zusätzliche Gewinn bei Kapazitätszurückhaltung proportional zu der inframarginalen Menge ist. Umgekehrt gilt, dass bei geringer inframarginaler Menge der Anreiz für Kapazitätszurückhaltung klein wird. Ein Anbieter, der beispielsweise nur ein Kraftwerk in den Markt bietet, besitzt keine Anreize, Kapazität zurück zu halten.

Die für diese Überlegungen relevante Anbieter‐größe‐ bemisst sich nach der Stromerzeugung, *die nicht in Termingeschäften abgesichert ist*. Der Grund ist, dass eine Änderung des Preises in der Strombörse nicht den Gewinn auf bereits in Terminmärkten verkauften Strom erhöhen kann. Ein Anbieter, der 99,9 Prozent oder mehr seiner Produktion in Termingeschäften abgesichert hat, besitzt keinen Anreiz, Kapazität zurück zu halten. Preisforderungen in Höhe der Grenzkosten stellen dann sicher, dass die Termingeschäfte gewinnmaximal durchgeführt werden (liegen die jeweiligen Grenzkosten über dem Strompreis, werden die Termingeschäfte aus Stromzukauf an der Börse bedient). Analog gilt, dass ein Anbieter der einen Anteil von 90 Prozent seiner Kapazität über Termingeschäfte abgesichert hat, in den Börsenhandel so bietet, als ob er nur die restlichen 10 Prozent Kapazität besitzt.<sup>15</sup>

Termingeschäfte reduzieren nicht nur Anreize zur Kapazitätszurückhaltung in Spotmärkten, sondern sie schaffen zudem Anreize, sich bereits in den Terminmärkten auf vergleichsweise hohe Erzeugungsmengen zu verpflichten – ähnlich wie es auch die Standard-Oligopoltheorie in dem so genannten Stackelberg-Modell nahe legt (Allaz und Vila 1993). Im Ergebnis führen liquide Terminmärkte daher bei strategischem Verhalten zu – teilweise stark – geringeren Preisen (Bolle 1993, Bushnell 2006). Der positive Effekt von Terminmarktgeschäften durch strategische Selbstverpflichtung sollte vornehmlich bei börslichem Handel auftreten, da Transparenz und Beobachtbarkeit Voraussetzung ist (Hughes und Kao 1997). Auch ist die Nachfrageelastizität in

---

<sup>15</sup> Die großen (deutschen) Anbieter verkaufen den ganz überwiegenden Teil ihrer Produktion typischerweise über Terminmärkte. Der größte Erzeuger in Deutschland, RWE, gibt zum Beispiel in seinen Quartalsinformationen für den Stand des 1. Quartals 2007 für das Lieferjahr 2007 an, bereits über 95% der Jahresproduktion verkauft zu haben.

Day Ahead-Märkten geringer als in Terminmärkten, so dass bei Marktmachtausübung ohne Terminmärkte mit höheren Preisen gerechnet werden kann. Solche theoretischen Überlegungen werden durch empirische Feldforschung (Bushnell et al. forthcoming, Wolak 2000), Erfahrungen aus der Krise in Kalifornien (zum Beispiel Borenstein et al. 2002), sowie Evidenz von kontrollierten Laborexperimenten (Brandts et al. forthcoming) unterstützt, die nahe legen, dass Terminmärkte Preise signifikant reduzieren und die Effizienz erhöhen können (Kittsteiner und Ockenfels 2006). Ein Strommarkt mit einem hohen Anteil an Termingeschäften und einem damit einhergehenden begrenzten Handelsvolumen im Spotmarkt ist also – anders als dies zuweilen vermutet wird – *weniger* anfällig für Marktmachtausübung (siehe auch Kapitel 5). Dazu kommt natürlich noch der wohlfahrtssteigernde Effekt von Termingeschäften durch Risikohedging.

#### 4.1.2 Pay-as-bid Auktion

In der Politik und Öffentlichkeit werden oft Vorschläge gemacht, wie der Preisfindungsmechanismus an der Strombörse geändert werden müsste, damit die Stromausgaben sinken. Insbesondere die Tatsache, dass alle Anbieter in der Stromauktion denselben Preis erhalten, der sich auf Basis der Kosten des ‚teuersten‘ eingesetzten Kraftwerks ergibt (siehe Appendix), führt zu Änderungswünschen. Eine typische Idee, die in unterschiedlichen Formen kommuniziert wird, ist, dass man den Anbietern nicht mehr bezahlen solle als sie fordern. Die dazugehörige Auktion heißt „Pay-as-bid“ Auktion. In der Pay-as-bid Auktion bestimmt sich die gehandelte Gesamtmenge wie in der Einheitspreisauktion durch den Schnittpunkt von aggregierter Angebots- und Nachfragefunktion. Die Anbieter erhalten jedoch für jede Einheit, die sie absetzen, den Preis, zu dem sie diese Einheit angeboten haben.

Die Vorstellung ist nun, dass man mit einer Änderung der Preisregel Stromausgaben in erheblichem Umfang senken kann, da in der Pay-as-bid Auktion die Kraftwerke links von dem teuersten Kraftwerk nicht notwendigerweise den Preis des teuersten produzierenden Kraftwerks erhalten (wie es in der Einheitspreisauktion der Fall ist). Eine verwandte Vermutung ist, dass Kapazitätszurückhaltung in einer Pay-as-bid Auktion nicht mehr lohnt, da man mit dem Gebot für eine Stromeinheit nicht die Preise für die anderen Stromeinheiten beeinflussen kann. Abweichungen von Grenzkostengeboten, so die Hypothese, lohnen also weniger. Doch beide Vermutungen sind falsch, wie folgende Grafik illustriert.

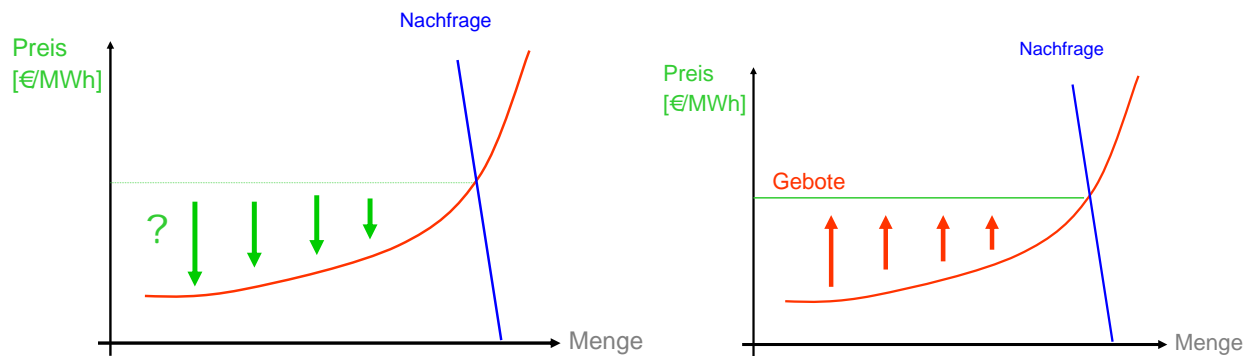


Abbildung 4.2: Pay-as-bid Auktion

Die rote Linie zeigt die aggregierte Angebotsfunktion bei einer Einheitspreisauktion; der Markträumungspreis ergibt sich durch den Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage. Wie man sieht, erhalten mit Ausnahme des teuersten Anbieters alle Anbieter in der Einheitspreisauktion einen Preis, der über der jeweiligen Preisforderung liegt. Die grünen Pfeile illustrieren nun die Vermutung, dass sich die Stromausgaben bei einer Pay-as-bid Auktion verringern, da ja alle Anbieter nur noch den geforderten Preis erhalten. Der rechte Teil der Grafik illustriert, dass dem nicht so ist. Warum sollte ein Kraftwerk mit Grenzkosten in Höhe von 10€/MWh sich in der Pay-as-bid Auktion mit einem Preis in Höhe von 10€/MWh zufrieden geben, wenn es auch noch bei einer Preisforderung in Höhe des sehr viel höheren Markträumungspreises in Höhe von vielleicht 50€/MWh den Zuschlag bekommen würde? Mit anderen Worten, ein Anbieter, der seinen Strom für den Markträumungspreis verkaufen kann, wird zumindest nicht weniger als den Markträumungspreis fordern. Einen Anreiz, ‚wahre‘ Grenzkosten zu bieten, gibt es in der Pay-as-bid Auktion nicht.

Ähnliches gilt für analoge Ideen, wie zum Beispiel die Forderung, den Unterschied zwischen Markträumungspreis und Preisforderung zu besteuern. Kein rationaler Anbieter würde bei einem Markträumungspreis in Höhe von 50€/MWh seine Grenzkosten in Höhe von 10€/MWh bieten, wenn er auf den Differenzbetrag Steuern abführen muss, jedoch bei einem Gebot in Höhe von 50€/MWh denselben Preis ohne Steuerabgabe erhält.

Aus spieltheoretischer Sicht führen Pay-as-bid Regeln zu einem Spiel, das man „Rate den Markträumungspreis!“ nennen könnte. Ein solches Bietverhalten führt jedoch zu vergleichsweise hoher Unsicherheit über das Marktergebnis und zu Ineffizienz. Geben alle Firmen, unabhängig von den Kosten ihrer Kraftwerke Gebote nahe am geschätzten Markträumungspreis ab, so erhalten bei Prognosefehlern unter Umständen relativ teuer produzierende Kraftwerke eines Anbieters den Vorrang vor billig produzierenden Kraftwerken eines anderen Anbieters.

Die Vorstellung, man könne durch eine Änderung der Preisregel systematisch Bezugskosten von Strom einsparen, ignoriert also fälschlicherweise die strategische Reaktion der Anbieter auf veränderte Marktregeln. Es kann nicht gelingen, den Preis unter die (zusätzlichen) Kosten der letzten produzierten Stromeinheit zu drücken (siehe Appendix).

#### **4.1.3 Vergleich von Einheitspreisauktion und Pay-as-bid Auktion**

Sowohl die Einheitspreisregel als auch die Pay-as-bid Regel erzeugen bei Wettbewerbsproblemen Anreize, Preisforderungen über die Grenzkosten hinaus anzuheben. Welche Preisregel sollte dann vorgezogen werden? Eine ganze Reihe von Argumenten spricht für, oder zumindest nicht gegen die Einheitspreisauktion:

Die Auktionstheorie demonstriert, dass die beiden Formate bezüglich produktiver Effizienz und Stromaushaben im Allgemeinen nicht eindeutig sortiert werden können. Welche Auktion die Stromkosten minimiert, hängt letztlich von der Verteilung der Kostenstrukturen der Anbieter ab. Die empirische Forschung kommt spiegelbildlich ebenso zu keiner eindeutigen Sortierung. Feldstudien zu Auktionen mit Staatsanleihen scheinen zwar einen kleinen Vorteil bei Einheitspreisauktionen auszumachen, und auch experimentelle Analysen scheinen dies zumindest für bestimmte Präferenzkonstellationen zu bestätigen, doch gibt es auch konfliktäre Evidenz (etwa Engelmann und Grimm 2004).

Die Pay-as-bid Auktion führt typischerweise zu Ineffizienz, wenn die Kosten der Wettbewerber und der Markträumungspreis unsicher sind: eine höhere Preisforderung erhöht unter diesen Umständen zwar den Profit im Produktionsfall, reduziert aber zugleich die Produktionswahrscheinlichkeit. Es ist also denkbar, dass Anbieter, die die Wettbewerbssituation und den Markträumungspreis nicht akkurat einschätzen können, keinen Strom produzieren, obwohl sie billiger produzieren könnten als ihre Wettbewerber. Dies gilt insbesondere auch deswegen, weil sich die Gebote in Pay-as-bid Auktionen dem erwarteten Markträumungspreis relativ stark annähern, so dass bereits kleine Prognosefehler produktive Ineffizienz implizieren, die sich wiederum langfristig in höheren Preisen bemerkbar macht. Die Gefahr der Ineffizienz ist selbst dann gegeben, wenn es keine Wettbewerbsprobleme gibt, denn auch in diesem Fall zwingt die Pay-as-bid Auktion die Anbieter, von Grenzkostengeboten abzuweichen, so dass auch hier die Effizienz von der Güte der Informationen über Verhalten und Optionen der Mitwettbewerber abhängt. Hinzu kommt schließlich, dass die hohe strategische Komplexität der Pay-as-bid Auktion zu nicht-rationalem Verhalten führen kann, was Prognosen zusätzlich erschwert (wie hochkontrollierte experimentelle Studien offenbart haben).



In der Einheitspreisauktion liegt der Fokus bei der Gebotserstellung auf den eigenen Grenzkosten. Bei perfektem Wettbewerb kann somit ein effizienter Einsatz der Kraftwerke erwartet werden, denn die eigenen Grenzkosten sind bekannt (soweit sie existieren; siehe Kapitel 4.2). Perfekter Wettbewerb ist zwar in Strommärkten nicht zu erreichen, doch es kann sowohl theoretisch als auch empirisch gezeigt werden, dass Einheitspreismärkte mit zunehmendem Wettbewerb sehr schnell, also bereits bei relativ kleiner Anbieterzahl, zu vollständiger Effizienz konvergieren (siehe Cramton und Stoft 2006 sowie die dort zitierte Literatur).

Weil die Pay-as-bid Auktion primär gute Schätzungen belohnt, besitzen ‚große‘ Anbieter einen Vorteil, da sie typischerweise bessere Informationen über Marktentwicklungen und -strukturen generieren können. Große Anbieter haben somit in der Pay-as-bid Auktion einen Vorteil. In der Einheitspreisauktion können dagegen die ‚kleinen‘ Bieter – beziehungsweise solche, die lediglich mit geringen nicht-abgesicherten Mengen in die Stromauktion gehen – von den Informationen und der Marktmacht anderer Anbieter profitieren. Dies liegt daran, dass die Marktmacht ausübenden Anbieter durch ihre Kapazitätszurückhaltung ‚Platz für die anderen Anbieter‘ machen. Da der Preis in Einheitspreisauktionen für alle gleich und somit für alle Anbieter ein ‚öffentliches Gut‘ ist, profitieren sogar die Marktmacht ausübenden Anbieter vergleichsweise wenig, da ihnen durch die Zurückhaltung von Kapazität Deckungsbeiträge entgehen, während die anderen Anbieter uneingeschränkt von Preiserhöhungen profitieren können. Die Einheitspreisauktion fördert dadurch bei Wettbewerbsproblemen Marktzutritt und besitzt somit überlegene, selbst-korrigierende Wettbewerbsanreize.

Zudem gilt, dass sich Pay-as-bid Auktionen nicht ohne weiteres auf zweiseitige Strommärkte anwenden lassen, bei denen sowohl Nachfrager als auch Anbieter in den Markt bieten. Während bei Einheitspreisauktionen für alle Teilnehmer schlicht der Markträumungspreis gilt, müssen zweiseitige geschlossene Pay-as-bid Märkte spezifizieren, wie mit dem Keil zwischen Preisforderungen und -angeboten umgegangen wird.<sup>16</sup>

Abschließend sei erwähnt, dass Pay-as-bid Auktionen einer weiteren zentralen Aufgabe der Strombörse nicht gerecht werden können. Sie erzeugen keinen eindeutigen Referenzpreis, auf den die Marktteilnehmer Termingeschäfte abschließen und mit dem sie ihre Risiken absichern können. Die Folgen sind erhöhte Unsicherheit, Intransparenz und Koordinationsprobleme zwischen interdependenten Märkten, sowie erhöhte strategische Komplexität.

---

<sup>16</sup> In Großbritannien wurde eine offene Auktion implementiert, so dass das Problem in den Hintergrund rückte. Die damit zusammenhängenden Schwierigkeiten diskutieren wir in Kapitel 5.4.

Zusammenfassend gilt, dass die Einheitspreisauktion, wie sie auch von der EEX eingesetzt wird, zu Recht in fast allen liberalisierten Märkten der dominante Preismechanismus ist. Dennoch steht die Einheitspreisauktion in der Kritik. Die Gründe entbehren jedoch in der Regel einer ökonomischen Fundierung. Ein Kritikpunkt ist, dass der Preis nicht unter die (zusätzlichen) Kosten der teuersten produzierten Einheit fallen kann. Dies ist jedoch in allen wettbewerblich organisierten Märkten (ohne Beschränkung von Arbitragegeschäften) der Fall: die an Grenzkosten orientierte Preissetzung erlaubt, dass die richtigen Signale für kurzfristige (Dispatch) und langfristige (Investitionen) Effizienz gesendet werden.

Eine verwandter Kritikpunkt ist, warum ein Kraftwerk mit einer Preisforderung in Höhe seiner Grenzkosten von 10 €/MWh auch in den Genuss eines Markträumungspreises in Höhe von 50 €/MWh kommen muss. Für die kurze Frist ist die Antwort, dass Arbitragegeschäfte unterschiedliche Preise verhindern. Für die lange Frist ist zudem eine Abweichung von variablen Kosten und Erlösen für Funktionsfähigkeit von Märkten essenziell. Fixkosten spielen bei den individuellen Preisforderungen der Anbieter keine Rolle. Bezahlte man also den Anbietern lediglich ihre tatsächlich entstandenen *zusätzlichen* Kosten, so könnten sie nicht ihre Fixkosten decken und niemand würde investieren (siehe Appendix für detaillierte Ausführungen).

Die der Kritik zugrunde liegende Vermutung ist, dass bei einer Einheitspreisauktion systematisch zu viel Geld für Strom gezahlt wird. Diese Sorge ist jedoch unbegründet. Ist der Strommarkt in einem effizienten Gleichgewicht, dann deckt der Markträumungspreis langfristig im Durchschnitt gerade variable *und* fixe Kosten – unabhängig von den individuellen Grenzkosten, die in der kurzen Frist in den Markt hinein geboten werden. Kurzfristig ist der Strommarkt zwar typischerweise nicht im Gleichgewicht, da unerwartete Brennstoff- oder Zertifikatspreisbewegungen, Politikentscheidungen etc. verbunden mit langen Anpassungs- und Zubauzeiten zu vergleichsweise hohen oder niedrigen Preisen führen können. Doch in diesem Fall erzeugt die Einheitspreisauktion die richtigen Anreize, um in ein effizientes Gleichgewicht mit Vollkostendeckung zurück zu kehren.

Steigen zum Beispiel ausgehend von einer gleichgewichtigen Situation unerwartet die Gaspreise, führt dies zu Preiserhöhungen und somit zu ‚windfall profits‘ bei Kohle-, Kernkraft- und Wasserwerken. Fallen sie, kann es zu entsprechenden Produktionsrückgängen und ‚windfall losses‘ bei diesen Kraftwerken kommen, so dass Investitionsanreize reduziert werden. Änderungen von relativen Brennstoffpreisen, Zertifikatspreisen und anderen Grenzkostentreibern ziehen folglich bei Grenzkostenpreisbildung Preissignale nach sich, die sowohl für die kurzfristige kosteneffiziente

Stromproduktion als auch für langfristig kluge Investitionsanreize nach unstrittiger ökonomischer Lehrmeinung unabdingbar sind.

#### 4.1.4 Vickrey-Auktion

Ein drittes Auktionsformat, das zuweilen auch für Strommärkte in die Diskussion gebracht wird, ist die so genannte „Vickrey-Auktion“. Diese Auktion kann – anders als die Einheitspreis- und Pay-as-bid Auktion – prinzipiell auch bei oligopolistischer Marktmacht und technischen Restriktionen sicherstellen, dass stets *Kosteneffizienz* hergestellt werden kann. Auf der anderen Seite ist sie jedoch letztlich nur für Poolmodelle geeignet, besitzt signifikante Nachteile bezüglich Preisbildung und ist zudem sehr komplex.

Abstrahiert man von strategischem Verhalten auf der Nachfrageseite (die hier als völlig unelastisch angenommen wird), von der Möglichkeit des Stromhandelns außerhalb der Stromauktion sowie von Anfahrkosten und anderen Komplementaritäten in der Stromerzeugung, ist es möglich, eine vergleichsweise einfache Version des Vickrey-Mechanismus zu betrachten: Wie bei den bereits vorgestellten Auktionsformaten geben die Anbieter für jede (zusätzliche) Einheit eine Preisforderung ab, und wie zuvor werden die höchsten Gebote solange akzeptiert bis die Nachfrage befriedigt ist. Doch der Strompreis für eine gegebene Stromeinheit ist weder der Markträumungspreis wie bei der Einheitspreisauktion noch der gebotene Preis wie bei der Pay-as-bid Auktion. Er ergibt sich vielmehr für jede Einheit durch die ‚Opportunitätskosten‘, die durch die Teilnahme des Anbieters an der Auktion entstehen.

Wenn zum Beispiel ein Anbieter laut Auktionsergebnis  $k$  Einheiten produziert, erhält er den Betrag des  $k$ -ten kleinsten verlorenen Preisgebots der *anderen* Anbieter für seine erste Einheit, den Betrag des  $(k - 1)$ -ten kleinsten verlorenen Preisgebots der *anderen* Bieter für seine zweite Einheit, etc., und schließlich das kleinste verlierende Preisgebot der *anderen* Bieter für seine  $k$ -te Einheit. Warum sind dies Opportunitätskosten? Verzichtet zum Beispiel der Anbieter auf die Produktion seiner letzten ( $k$ -ten) Einheit, bekommt der Anbieter mit dem kleinsten verlierenden Preisgebot für diese Stromeinheit den Zuschlag, so dass dessen Grenzkosten sich materialisieren.

Die Intuition hinter dieser unkonventionellen Preissetzung ist wie folgt: Jeder Auktionsgewinner erhält für eine zusätzlich produzierte Stromeinheit die Preisforderung desjenigen Anbieters, der ohne das Angebot des Auktionsgewinners diese zusätzliche Stromeinheit erzeugen würde. Da der erzielte Preis für die Auktionsgewinner daher nicht von dem eigenen Gebot, sondern stets von dem verlierenden Gebot eines *anderen* Anbieters abhängt, ist es unmöglich, den Preis für die eigene Stromerzeugung durch strategische Kapazitätszurückhaltung zu beeinflussen. Gewinnmaximierung

führt folglich dazu, dass der Anbieter gerade dann eine zusätzliche Menge erzeugen möchte, wenn seine Grenzkosten unter dem für ihn exogenen Preis liegen. Folglich bieten alle Anbieter Grenzkosten; Kosteneffizienz ist erreicht.

Da nun alle Anbieter Grenzkosten bieten, ist der Erlös eines Stromproduzenten für jede Einheit gleich den Grenzkosten, die diese Einheit gekostet hätte, wenn der Stromproduzent nicht an der Auktion teilgenommen hätte. In diesem Sinne reflektiert der Erlös für eine Stromeinheit gewissermaßen die Ersparnis in den Stromkosten, die der Auktionsgewinner durch seine Teilnahme generiert. Durch ihre Preisregel internalisiert die Vickrey-Auktion folglich bei den Anbietern den Anreiz, die Stromproduktionskosten (aber nicht notwendigerweise die Stromaushgaben) zu minimieren.

Doch auch wenn die Vickrey-Auktion theoretisch immer Effizienz herstellen kann, so ist sie doch für den Praxiseinsatz in Strommärkten ungeeignet. Dies gilt insbesondere für Börsenmodelle, denn es ist nur möglich, den Anbietern unterschiedliche Preise zu zahlen, wenn Arbitrage und somit das ‚Law of one price‘ in nachfolgenden und vorgelagerten Märkten wirksam unterbunden wird. Dies ist in Börsenmärkten weder möglich noch erwünscht (siehe Appendix). Doch selbst, wenn dies gelänge, muss sich die Vickrey-Auktion ihre Effizienz-maximierende Eigenschaft immer noch mit unvorteilhaften Preiseffekten erkaufen: Obwohl Strom ein vollständig homogenes Gut ist, kann die Vickrey-Auktion im Gleichgewicht zu drastisch unterschiedlichen Erlösen für Anbieter führen, selbst wenn sie den Strom jeweils mit identischen Grenzkosten erzeugen. Ein Beispiel illustriert dies. Angenommen, es werden 2 Stromeinheiten nachgefragt, und Bieter X kann mit Grenzkosten von 10 für die erste Einheit und 50 für die zweite Einheit produzieren, während Bieter Y Grenzkosten von 10 und 11 aufweist. In der Vickrey-Auktion bieten beide Grenzkosten und erhalten den Zuschlag für je eine Einheit. Doch obwohl beide Anbieter exakt dieselben Kosten für die produzierte Menge aufweisen, erhält Bieter X nach der Vickrey-Preisregel 11 € und Bieter Y 50 €.

Die Vickrey-Regel impliziert zudem, dass Bieter, die viel Strom produzieren, einen höheren Preis erhalten als Bieter mit geringer Stromproduktion. Der Grund ist, dass für ‚spätere‘ Einheiten höhere Grenzkosten entstehen und dadurch höhere Preise gezahlt werden müssen. Die ökonomische Intuition dahinter ist, dass große Bieter mehr Marktmacht besitzen und daher eine höhere Kompensation dafür bekommen müssen, dass sie von strategischem Bieten über

Grenzkosten absehen.<sup>17</sup> Während das Dispatch immer effizient ist, kann die Vickrey-Auktion daher insbesondere bei Existenz von Marktmacht zu vergleichsweise hohen Stromaushgaben führen. Insgesamt stellt die Vickrey-Auktion für Börsenmodelle keine Alternative dar, und ist aufgrund ihrer hohen Komplexität und potenziell ungünstigen Auswirkungen auf Strompreise auch keine plausible Alternative für Pool-Modelle. Tatsächlich findet sie in der Praxis in Strommärkten keine Anwendung. Die Analyse der Vickrey-Auktion demonstriert jedoch, dass es die ‚perfekte‘ Strommarktauktion nicht gibt, denn bei Marktmacht existiert ein Zielkonflikt zwischen Effizienz und Preisen. Vickrey-Mechanismen können prinzipiell für vollständige Produktionseffizienz sorgen, allerdings nur auf Kosten einer letztlich nicht akzeptablen Preisgestaltung. Zugleich gilt, dass kein anderer Marktmechanismus strategisches Verhalten und Effizienzverluste bei Wettbewerbsproblemen vollständig eliminieren kann. Eine geeignete Strommarktarchitektur dämpft jedoch die negativen Auswirkungen durch geringen Wettbewerb in der kurzen und langen Frist signifikant ein.

## **4.2 Gebotsformate und Komplementaritäten**

Die Einheitspreisauktion sowie viele bisherige Überlegungen basieren auf der Annahme, dass ein Preis existiert, der den Markt räumt. Dieser Preis kann bei hinreichend starkem Wettbewerb für Effizienz bei Produktion und Investition sorgen. Tatsächlich gibt es jedoch bei der Stromproduktion technische Restriktionen (so genannte „Nichtkonvexitäten“ oder „Komplementaritäten“), die bei der Preisbildung eine signifikante Rolle spielen können und die Existenz eines einheitlichen Markträumungspreises für eine gegebene Stunde des Folgetages insgesamt in Frage stellen können. Komplementaritäten entstehen etwa durch Anfahr- und Abstellkosten von Kraftwerken, Ramping Rates (Anfahr- und Abstellgeschwindigkeiten), Mindest- und Höchstproduktionsmengen (zum Beispiel bei Pumpspeichern), sowie die Mindestlast eines Kraftwerkes. Sie führen dazu, dass eine Ausweitung der Stromproduktion zu einer unterproportionalen Erhöhung der Produktionskosten führen kann (falls ein bereits laufendes Kraftwerk den zusätzlichen Strom produziert) oder auch zu einer überproportionalen Erhöhung der Produktionskosten (wenn nämlich ein neues Kraftwerk zur Produktion der zusätzlichen Einheit hochgefahren werden muss). Um volle Produktionseffizienz erzeugen zu können, müssen solche technischen Besonderheiten berücksichtigt werden, was Konsequenzen für das Auktionsdesign,

---

<sup>17</sup> Vickrey-Auktionen können theoretisch auch in Betracht gezogen werden, wenn es Komplementaritäten in den Kosten gibt (Kapitel 4.2). Doch in diesen Fällen gibt es zusätzliche Probleme mit Vickrey-Auktionen. Ein Problem ist, dass die entstehenden Stromaushgaben selbst bei substanziellem Wettbewerb sehr hoch sein können. Auch gibt es oft starke Kollusionsanreize (Milgrom 2004).

insbesondere die Gebotsformate hat. Können nämlich die Gebote die einzelnen Kostenbestandteile nicht akkurat reflektieren, können die Kosten auch nicht akkurat bei der Preisbildung berücksichtigt werden. Die Folge wäre Ineffizienz.

Zur Illustration sei zum Beispiel angenommen, dass alle Anbieter Strom zu variablen Produktionskosten in Höhe von 20 €/MWh bis zur jeweiligen Kapazitätsgrenze in Höhe von 200 MW anbieten können. Dies jedoch nur, wenn sie das jeweilige Kraftwerk hochfahren, was zusätzlich 6 T€ Anfahrkosten erzeugt.<sup>18</sup> Die Nachfrage benötigt Strom für zwei Stunden. Bei einem Preis in Höhe von 35 €/MWh macht ein Anbieter bei voller Kapazitätsauslastung exakt Nullgewinne, denn in jeder der beiden Stunden erzielt er einen Überschuss über die variablen Produktionskosten in Höhe von 15 €/MW, so dass er über beide Stunden hinweg gerade auch die Anfahrkosten decken kann ( $200 \text{ MW} \times 15 \text{ €/MWh} \times 2 \text{ h} = 6 \text{ T€}$ ). Das Beispiel illustriert zwei Kernprobleme, die durch Komplementaritäten in der Kostenstruktur entstehen können:

Erstens existiert möglicherweise kein Markträumungspreis: Angenommen, die Nachfrage nach Strom ist unelastisch und liegt bei 1.100 MW für jede der beiden Stunden. Bei einem Preis unter 35 €/MWh ist in dem Beispiel das Angebot Null, während bei einem Preis von 35 €/MWh oder darüber jeder Anbieter 200 MW anbietet. Da also das Angebot Null oder ein Vielfaches von 200 MW sein muss, existiert kein Preis, bei dem das Angebot gleich der Nachfrage ist. Der Grund ist, dass wann immer ein Anbieter produziert, er aufgrund der (dann ‚versunkenen‘) Anfahrkosten mit seiner vollen Kapazität produzieren möchte, was jedoch inkompatibel mit der Nachfrage ist. Die Folge der Nichtexistenz von Markträumungspreisen kann strategische Unsicherheit für die Marktteilnehmer bedeuten, auch bei starkem Wettbewerb; sie impliziert jedoch nicht, dass in Börsenmodellen kein Wettbewerbsgleichgewicht existiert. Vielmehr existieren Gleichgewichte, bei denen die Preise zwar nicht den Markt exakt räumen, aber bei denen die Gleichgewichtspreise Markträumungspreise zumindest approximieren.<sup>19</sup>

Zweitens, ein Auktionsdesign, das Anbietern lediglich erlaubt, separat für jede einzelne Stunde des Folgetags zu bieten, führt bei Unsicherheit zu finanziellen Risiken und Effizienzproblemen. In dem obigen Beispiel wäre ein Anbieter bereit, bei einem Preis von 35 €/MW in der ersten Stunde seine Kapazität anzubieten, wenn er sicherstellen kann, dass er mindestens zum selben Preis den Zuschlag *auch für die zweite* Stunde bekommt. Kann er dies jedoch nicht sicherstellen, so muss er entweder das Risiko eingehen, Verluste zu machen, was der Fall ist, wenn der Preis in der zweiten Stunde auf unter 35 €/MWh fällt, oder wenn er den Zuschlag lediglich für eine Stunde bekommt

<sup>18</sup> Anfahrkosten können gegebenenfalls auch von dem Umfang der angefahrenen Kapazität (MW) abhängen; unser Beispiel vereinfacht diesbezüglich, siehe aber Stoft (2002), der komplexere Beispiele entwickelt.

<sup>19</sup> Zum Beispiel kann der Markt in so einem Gleichgewicht geräumt werden bis auf einen Anbieter, der nur einen Teil seiner Kapazität verkauft, obwohl er gerne die gesamte Kapazität verkaufen würde (siehe zum Beispiel Stoft 2002).

(im letzteren Fall würde erst ein Preis ab 50 €/MWh den Kraftwerkseinsatz profitabel machen). Oder er muss angesichts dieses Bietrisikos von einem Angebot ganz absehen, obwohl er möglicherweise über die zwei Stunden hinweg Stromkosten hat, die geringer sind als die sich ergebenden Marktpreise.

Es gibt im Wesentlichen zwei Ansätze, solche Komplementaritäten in den Kosten zu berücksichtigen: Der erste Ansatz wird typischerweise in Börsenmodellen umgesetzt und nutzt Blockgebote in so genannten kombinatorischen Auktionen. Den zweiten Ansatz findet man in Poolmodellen, und er setzt mehrteilige Gebote ein, die in Verbindung mit nicht-linearen Preisen verwendet werden. Beide Ansätze werden im Folgenden vorgestellt.

#### 4.2.1 Kombinatorische Auktionen

Kombinatorische Auktionen sind Auktionen, in denen Bieter auf Kombinationen von Objekten (so genannte „Pakete“) bieten können, anstatt lediglich auf einzelne Objekte. In dem obigen Beispiel könnten die Anbieter etwa bei einer kombinatorischen Auktion ihr Preisangebot darauf konditionieren, dass sie den Zuschlag für mindestens zwei aufeinander folgende Stunden erhalten. Dadurch können die finanziellen Risiken der Anbieter reduziert und die Kosteneffizienz der Stromproduktion erhöht werden: Speziell würden die Anbieter für eine 200 MW Lieferung in der ersten *oder* zweiten Stunde (mindestens) 50 €/MWh fordern, und für beide Stunden zusammen 35 €/MWh. Für eine 100 MW Lieferung lägen die entsprechenden Preisforderungen bei 80 €/MWh beziehungsweise 50 €/MWh. Die kostenminimale Befriedigung einer Nachfrage in Höhe von 1.100 MW impliziert, dass fünf Anbieter jeweils 200 MW und ein Anbieter 100 MW in jeder Stunde anbieten, und dass alle Kraftwerke zwei Stunden laufen.

Sind Gebote auf *jede mögliche* Kombination möglich, so kann eine kombinatorische Auktion theoretisch immer ein perfekt effizientes Ergebnis erreichen. Das Beispiel deutet jedoch bereits an, dass potenziell sehr viele Gebote abgegeben werden können, da prinzipiell beliebig auf Mengen und Zeiten konditioniert werden kann, und daher etwa auch sich gegenseitig ausschließende Gebote abgegeben werden können. Wollte man zum Beispiel alle Kombinationen der Stunden des Folgetags bei den Geboten in der Stromauktion zulassen, so gäbe es bereits über 16 Million verschiedene Stunden-Kombinationen, die prinzipiell berücksichtigt werden müssten. Solche kombinatorischen Auktionen würden Bieter und Marktplattformen vor schwierige Herausforderungen stellen (siehe Ausubel und Milgrom 2005, Cramton, Shoham und Steinberg 2006 zur Theorie und Praxis kombinatorischer Auktionen).

Eine sinnvolle Möglichkeit, die Komplexität zu reduzieren, ist das Vorgeben einer begrenzten Anzahl an möglichen Blockgeboten.<sup>20</sup> Diese Blockgebote sollten bestehende Komplementaritäten möglichst gut widerspiegeln, und zum Beispiel nur zusammenhängende Zeitblöcke erlauben. Falls die Bieter bessere Informationen über bestehende Synergien haben, kann es auch ratsam sein, die Bieter im Rahmen des Bietverfahrens bei der Wahl zulässiger Kombinationen mitentscheiden zu lassen (Park und Rothkopf 2005).

Tatsächlich wurde in der Praxis lange Zeit kombinatorisches Bieten auf eine Auswahl vordefinierter Blöcke erlaubt. Dabei konnten Blockgebote abgegeben werden, die mehrere aufeinander folgende Stunden kombinieren. Viele Börsen, darunter auch die EEX, sind jedoch mittlerweile dazu übergegangen, die Bieter selbst entscheiden zu lassen, welche Stunden sie zu Blöcken zusammenfassen. (Vereinzelt wird die Bietflexibilität durch weitere, innovative Gebotsformate ausgeweitet, auf die wir bei dem Vergleich mit anderen europäischen Strommärkten in Kapitel 5.1 zurückkommen werden.)

In der Regel ist die zulässige Größe von Blockgeboten beschränkt. An der EEX können Blockgebote für höchstens 250 MWh/h abgegeben werden, an anderen Börsen oft weniger (Meeus 2006). Diese Blockgebote werden dann gemeinsam mit den Geboten auf einzelne Stunden bei der Preis- und Allokationsfindung berücksichtigt. Die in den Strombörsen, einschließlich EEX, verwendeten Algorithmen suchen dabei iterativ nach einer ‚guten‘ Allokation (siehe Kapitel 2 und Meus et al. 2005); ein ‚optimales‘ Auktionsergebnis können sie jedoch nicht immer garantieren, auch nicht bei freier Wahl der Blockgebote.

Der Einsatz ‚zweitbesten‘ Suchalgorithmen anstelle ‚optimaler‘ Zuteilungsalgorithmen hat verschiedene Ursachen. Erstens ist im allgemeinen Fall die Bestimmung der optimalen Allokation in kombinatorischen Problemen ein notorisch schwieriges Problem, ein so genanntes „NP-vollständiges“ Problem, das bei einer großen Anzahl von Bietern und potenziellen Kombinationen überhaupt nicht oder zumindest nicht in vernünftiger Zeit gelöst werden kann (siehe de Vries und Vohra 2003). Allein die zeitlichen Restriktionen (die Auktionsergebnisse müssen schon nach kurzer Zeit bekannt gegeben werden, um die Einsatzplanung der Kraftwerke vorantreiben zu können) lassen daher aufwändige Optimierung nicht zu. Zweitens erfordert vollständige Effizienz nicht nur beliebig konditionale Gebotsformate, einschließlich sich gegenseitig ausschließender Gebote, sondern auch so genannte nicht-lineare Preise, die ihrerseits die Komplexität der Preisfindung und des Bietens signifikant erhöhen und gleichermaßen die Transparenz des

---

<sup>20</sup> Siehe Pekec und Rothkopf (2005), Milgrom (2004) sowie Kittsteiner und Ockenfels (2006).



Verfahrens reduzieren. Und drittens ist die potenziell resultierende Ineffizienz durch ‚zweitbeste‘ Suchalgorithmen, wie sie in Strombörsen Anwendung finden, sehr gering (siehe unten).

#### 4.2.2 Lineare Preise

An Energiebörsen werden typischerweise „*lineare Preise*“ verwendet: für jede einzelne Stunde wird genau ein Preis ermittelt, zu dem alle Einheiten für diese Stunde gehandelt werden. Diese Restriktion kann bei Komplementaritäten selbst dann zu Ineffizienzen führen, wenn Blockgebote umfassend erlaubt sind. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang insbesondere das Phänomen der „Paradoxically Rejected Blocks“. Gängige Algorithmen zur Ermittlung von Allokation und Marktpreisen, so auch bei der EEX, ermitteln zunächst den Markträumungspreis auf Basis der Stundengebote. Blockgebote werden nur dann berücksichtigt, wenn die entsprechende Preisforderung unterhalb der Summe der Markträumenden Preise für die gewünschten Stunden liegt (beziehungsweise das Preisgebot über der Summe der Stundenpreise bei Blockgeboten auf Seiten der Nachfrage). Da die zusätzliche Berücksichtigung eines Blockgebots jedoch zu einer Änderung der Markträumungspreise für die betreffenden Stunden führt, können Blockgebote abgelehnt werden, deren Preisforderung bei gegebenen Marktpreisen befriedigt werden könnte – aber eben nicht bei den Preisen, die resultieren würden, wenn man das Gebot berücksichtigt.<sup>21</sup> Unter Effizienzgesichtspunkten kann es unter Umständen wünschenswert sein, ein solches Blockgebot dennoch anzunehmen und die Differenz zwischen der Summe der Stundenzahlungen und der Preisforderung durch eine Seitenzahlung auszugleichen, die jedoch eine Abkehr von linearen Preisen bedeuten würde. Ohne Seitenzahlungen existiert ein vergleichsweise hohes Risiko, mit Blockgeboten in der Auktion abgewiesen zu werden. Das Problem ist tendenziell umso schwerwiegender, je größer die Blöcke sind, für die geboten wird.<sup>22</sup>

Theoretisch gilt, dass vollkommene Effizienz nur mit nicht-linearen Preisen garantiert werden kann. Nicht-lineare Preise finden typischerweise in Poolmodellen Anwendung, wobei es dabei eine Reihe von Freiheitsgraden gibt. In der Regel sind die Anbieter in Poolmodellen aufgefordert, mehrteilige Gebote abzugeben, die neben den variablen Produktionskosten auch Anfahrkosten und andere Kostenbestandteile abbilden können. Dann werden einem globalen Optimierungskalkül folgend stündliche Referenzpreise kalkuliert, zu dem auch die meisten Kontrakte gehandelt werden.

---

<sup>21</sup> In § 24 (14) der EEX-Handelsregeln wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass Blockgebote nicht ausgeführt werden, obwohl sie bei einer gegebenen Marktlösung eigentlich profitabel wären.

<sup>22</sup> Tatsächlich werden Restriktionen an die Größe der Blockgebote zuweilen damit begründet, dass so das Problem der „Paradoxically Rejected Blocks“ weniger sichtbar ist und die jeweilige Marktplattform somit weniger Kritik ausgesetzt ist. Unter ökonomischen Effizienzgesichtspunkten ist dieses Argument wenig schlagkräftig. Insofern ist die oben erwähnte, vergleichsweise wenig restriktive Beschränkung der Größe der Blockgebote an der EEX zu begrüßen.

Einige Anbieter erhalten jedoch zudem Seitenzahlungen, um ihre Preisforderung zu erfüllen, wenn die Summe der stündlichen Referenzpreise beziehungsweise Nodal Prices nicht ausreicht, um ein Blockgebot berücksichtigen zu können.<sup>23</sup>

In dem obigen numerischen Beispiel etwa würde ein Poolmodell (unter der Annahme, dass die Kosten wahrheitsgemäß offenbart wurden), den Kraftwerksbetreibern, die im Optimum ihre Anfahrkosten nicht decken können, bei Stromproduktion Zuschüsse auszahlen. Seitenzahlungen können dadurch prinzipiell eine optimale Fahrweise der Kraftwerke auch bei Komplementaritäten implementieren.

Während nicht-lineare Preise bisher hauptsächlich mit Blick auf Poolmärkte diskutiert wurden, gibt es seit kurzem auch einige Vorschläge, wie nicht-lineare Preise an Börsen zu implementieren wären (O'Neill et al. 2006). Die Einführung von nicht-linearen Preisen an Börsen ist jedoch umstritten. Während an Poolmärkten eine ineffiziente Allokation zwangsläufig auch zu ineffizienter Bereitstellung führt (da die gesamte Menge am Pool gehandelt wird), ist dies bei optionalen Stromauktionen in einem Börsenmodell nicht zwingend der Fall. Der Grund ist, dass der Großteil des Handels auf dem bilateralen Markt stattfindet, so dass über den Börsenhandel hinaus eine große Flexibilität bei der Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung gesichert ist. Wäre zum Beispiel die Wahrscheinlichkeit hoch, dass Blockgebote an der Börse nicht vollumfänglich und adäquat berücksichtigt werden, so können Bieter im Börsenmodell ihre Blöcke auch außerhalb der Börse handeln und absichern.

Tatsächlich finden sich in der Literatur zahlreiche Argumente gegen die Einführung nicht-linearer Preise an Strombörsen.<sup>24</sup> Zum einen sind bei einer Änderung der Preisfindungsregel Reformkosten zu erwarten. Zudem ist es aufwändig und teuer, die weitaus komplexeren Regeln den Teilnehmern nahe zu bringen. Die hohe Komplexität könnte außerdem potenzielle Teilnehmer abschrecken, so dass unklar wäre, ob die höheren potenziellen Handelsgewinne mehr Teilnehmer anziehen, als durch die komplizierten Regeln abgeschreckt würden.

Weitere Probleme wären bei der Entscheidung für eine konkrete Preisregel zu erwarten. Eliminiert man nämlich die entsprechenden Nebenbedingungen (die lineare Preise erzwingen) aus dem Optimierungsproblem, so hat das Problem keine eindeutige Lösung, und es ist inhärent unklar, welche Lösung die Beste ist. Bei Einführen von nicht-linearen Preisen müssten also Entscheidungen getroffen werden, welche einige Marktteilnehmer auf Kosten von anderen ‚willkürlich‘ bevorzugen.

---

<sup>23</sup> Einige Beobachter definieren Poolmodelle durch die Möglichkeit individueller Seitenzahlungen.

<sup>24</sup> Eine Zusammenfassung findet sich bei Meeus (2006), Kapitel 8.

Die Mechanismen, die lineare Stundenpreise mit Seitenzahlungen kombinieren, würden zudem das Risikomanagement der Marktteilnehmer vor neue Herausforderungen stellen. Während sie sich in der Regel gegen das Preisrisiko bezüglich der Stundenpreise absichern können, existiert kein solches Finanzinstrument bezüglich der Seitenzahlungen.

Letztlich ist für eine Bewertung der verschiedenen Ansätze die Frage relevant, wie ineffizient lineare Preise an Strombörsen *tatsächlich* sind, denn die Theorie besagt lediglich, dass lineare Preise bei Komplementaritäten *nicht immer vollständige* Effizienz garantieren können. Lohnt es sich, residuale Effizienzpotenziale durch eine signifikante Erhöhung der Komplexität der Regelwerke zu erkaufen? Stoft (2002) argumentiert, dass Komplementaritäten in Strombörsen mit linearer Grenzkostenpreissetzung, wie sie auch an der EEX statt findet, lediglich einen Effizienzverlust in der Größenordnung von 0,01 Prozent oder weniger verursacht. Komplementäre Kostenbestandteile wie Anfahrkosten werden zum großen Teil bereits durch die Grenzkostenpreissetzung gedeckt. Zudem zeigt er theoretisch, dass Gleichgewichte auch bei Beschränkung auf lineare Preise zu effizienten oder ‚fast‘ effizienten Allokationen führen können. Auch Meus et al. (2005) finden in ihren Simulationsstudien keine signifikanten Effizienzverbesserungen durch die Einführung nicht-linearer Preise. Insgesamt gibt es daher wenig Evidenz, die nahe legen würde, dass der Nutzen durch Einführung nicht-linearer Preise die Kosten übersteigen könnte. Die Möglichkeit von Blockgeboten in der Stromauktion, wie sie die EEX und andere Börsenmodelle erlauben, ist angesichts der Komplexitäten, die mit ‚erstbesten‘ Mechanismen verbunden sind, und angesichts des potenziell hohen Effizienzerreichungsgrades ein adäquater und vernünftiger Ansatz.

### **4.3 Preis- und Gebotsgrenzen**

An den meisten Day Ahead-Stromauktionen gibt es einen Bid Cap und einen Price Floor: die möglichen Gebote sind nach oben und unten beschränkt. Dafür kann es verschiedene Gründe geben. In Poolmärkten, an denen die gesamte verfügbare Kapazität gehandelt werden muss, wirkt ein Bid Cap wie ein Price Cap; der Marktpreis kann nicht über das maximal mögliche Gebot steigen.

Die positive Wirkung von Price Caps ist in der ökonomischen Literatur umfassend analysiert worden. Price Caps können die Anreize reduzieren, ökonomisch oder physisch Kapazität zurück zu halten. Dies kann insbesondere auf Strommärkten ein berechtigtes Anliegen sein, da im Falle geringer Elastizität der Nachfrage und bei Kapazitätsengpässen Marktmachtinduzierte Preise sehr hoch steigen können (Borenstein 2002, Ockenfels 2007a,b).

Bei perfektem Wettbewerb sollten die Preise bei Kapazitätsengpässen durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrage determiniert werden, um einen kurzfristigen Stromausfall zu verhindern („Value of lost load“, VoLL), und können dann weit über die Kosten der Stromerzeugung hinausgehen (siehe Appendix). Tatsächlich sollte bei perfektem Wettbewerb niemals ein Price Cap unter VoLL-Preisen gesetzt werden, da andernfalls die Effizienz beeinträchtigt werden würde. Die Schätzungen solcher Knappheitspreise variieren stark und liegen zum Beispiel bei 2T-50T\$/MWh (Bushnell 2005), 10T\$/MWh (Hobbs et al. 2001) und 3T-30T€/MWh (Cramton und Stoft 2007).

Die Bestimmung der Höhe von Price Caps bei nicht-perfektem Wettbewerb gestaltet sich schwierig. Prinzipiell besteht bei niedrigen Price Caps die Gefahr, dass die Produktions- und Investitionsanreize negativ beeinflusst werden. Liegen Sie unterhalb der maximalen (zusätzlichen) Kosten der Stromproduktion, ziehen sie einen sofortigen teilweisen Produktionsstopp nach sich. Aber auch Price Caps in Höhe von Durchschnittskosten können zu drastischen Problemen führen. Der Grund ist, dass Grenzkosten und Preise oft unter Durchschnittskosten liegen, so dass bei Price Caps in Höhe von Durchschnittskosten Vollkostendeckung und Wettbewerb unvereinbar wären (siehe Appendix und Kapitel 4.6). Positive Wirkungen können letztlich nur realisiert werden, wenn es gelingt, das Preislimit ‚weder zu niedrig noch zu hoch‘ zu setzen.<sup>25</sup>

Unabhängig von der Diskussion um die richtige Höhe von Price Caps, können diese in Börsenmodellen nicht ohne Schwierigkeiten, und in Day Ahead-Stromauktionen überhaupt nicht durchgesetzt werden. Bid Caps an Energiebörsen, so wie sie auch die EEX in Höhe von 3.000 €/MWh implementiert hat, sind keine Price Caps. Der Grund ist, dass die Marktteilnehmer stets an der Börse vorbei handeln können, wenn der am Markt (sei es durch Marktmacht oder sei es aufgrund von Knappheit) erzielbare Preis über dem Bid Cap liegt. Ist der Bid Cap zu niedrig gewählt, kann nicht immer ein Preis gefunden werden, bei dem Angebot und Nachfrage übereinstimmen. Es muss dann entweder rationiert, oder mit den Marktteilnehmern nachverhandelt werden (siehe Kapitel 2 für die Prozeduren bei der EEX). Die Gefahr ist jedoch, dass zu enge Preisgrenzen die Anbieter ganz von der Börse abschrecken; sie handeln dann bilateral, an der Börse vorbei, mit entsprechenden negativen Folgen für Transparenz, Effizienz und Geschwindigkeit (Kapitel 3).

---

<sup>25</sup> Eine Analyse von Price Caps bei unvollständigem Wettbewerb findet sich in Grimm und Zoettl (2007b). Dort wird gezeigt, dass Price Caps, wenn sie richtig gesetzt werden, Investitionsanreize bei unvollständigem Wettbewerb auch erhöhen können.

Ein hinreichend hoher Bid Cap kann jedoch gewisse Wirkungen entfalten. Zum Beispiel können Anbieter davor zurückschrecken, an den Bid Cap zu stoßen, weil sie sonst Markteingriffe seitens der Politik und des Regulierers fürchten. Auch kann ein Bid Cap zu einem gewissen Grad die Nachfrager vor extrem hohen Preisausschlägen schützen, die Gebote ohne Limits abgeben. Schließlich können Bid Caps Fehler bei der Gebotsabgabe vermeiden helfen, etwa dass eine Ziffer zuviel abgegeben wird. Ein Bid Cap in Höhe von 3.000 €/MWh erscheint unter Berücksichtigung der bisherigen Preisdynamik an der EEX zur Erfüllung solcher Funktionen sinnvoll. Er ist zudem konsistent mit den Gebotsgrenzen anderer europäischer Börsenmärkte (Kapitel 5), sowie am unteren Rand von jüngst vorgeschlagenen Price Caps für Strommärkte (Cramton und Stoft 2007). Allerdings müssen aufgrund der nur eingeschränkten Preiswirkungen, der Gefahr der Abwanderung von Börsenteilnehmern sowie der hohen Grenzkostenvolatilität in Strommärkten Bid Caps regelmäßig daraufhin überprüft werden, ob sie in ihrer Höhe angepasst werden müssen. (Bisher ist der EEX-Auktionspreis nicht an den Bid Cap gestoßen.)

Am anderen Ende der Preisskala steht das kleinste mögliche Preisgebot. Dies ist in der Regel, wie auch bei der EEX, Null Euro (siehe Kapitel 5 für einen internationalen Vergleich). Doch beschränkt man sich zunächst auf Stromstundenkontrakte, so wird diese Preisuntergrenze den Kostenstrukturen der Stromerzeugung nicht gerecht. Für Strom aus ‚must-run‘ Kraftwerken mit sehr hohen Anfahr- und Abfahrkosten und niedrigen variablen Produktionskosten können die Grenzkosten in bestimmten Stunden negativ werden, soweit sie sinnvoll definiert sind. Dies ist insbesondere der Fall, wenn es teurer ist, das Kraftwerk in der nächsten Stunde herunterzufahren als es weiter laufen zu lassen. Wird den Anbietern nicht gestattet, negative Grenzkosten durch die Gebote auszudrücken, kann die Kosteneffizienz der Stromerzeugung leiden oder die Markträumung erschwert werden. Die Möglichkeit negativer Preisgebote und Preise ist daher aus ökonomischer Sicht zu begrüßen.

Negative Preise wären nicht nötig, wenn es über die Stromstundenkontrakte hinaus unbeschränkte Flexibilität bei konditionalen Geboten (auch über viele Tage hinweg) und ‚erstbeste‘ Optimierungsalgorithmen bei der Preisfindung gäbe, denn unter akkurater Einbeziehung aller komplementären Kostenbestandteile wäre kein Anbieter bereit, *insgesamt* negative Preise für ein ‚Stromerzeugungspaket‘ zu akzeptieren (siehe Appendix). Wie wir in Kapitel 4.2 erläutert haben können jedoch aufgrund der hohen Komplexität ‚Paketgebote‘ nicht ohne gewisse Beschränkungen zugelassen werden und lediglich ‚zweitbeste‘ Suchalgorithmen bei der Preisfindung realisiert werden. Negative Preisgebote können in dieser Situation den Anbietern helfen, ihre

Kostensituation präziser zu übermitteln, was die Verlustrisiken bei den Anbietern reduziert und die Effizienz der Erzeugung erhöht.<sup>26</sup>

#### **4.4 Andienungspflicht**

In der Strommarktdiskussion wird zuweilen eine „Andienungspflicht“ gefordert, die in die Marktregeln aufgenommen werden soll, um Marktmacht zu dämpfen. Der Begriff Andienungspflicht ist nicht eindeutig definiert. Oft wird darunter verstanden, dass Stromerzeuger verpflichtet werden sollen, zumindest die noch nicht durch langfristige Verträge (oder Verträge über Regelleistungen) gebundenen Kapazitäten in die Stromauktion hinein zu bieten. Die bisher vorgebrachten Ergebnisse erlauben, die Konsequenzen solcher Vorschläge zu bewerten: eine Andienungspflicht ist mit einem börsenbasierten Strommarktdesign unvereinbar.

Eine Andienungspflicht kann, wie sich aus der Analyse in Kapitel 4.1 ergibt, innerhalb der bestehenden Marktmikro- und -makrostruktur die Preise nicht systematisch reduzieren, da es für die Nachfragepreise letztlich keinen Unterschied macht, ob Unternehmen ihre Kapazität physisch zurückhalten (also ein verfügbares Kraftwerk nicht in die Stromauktion bieten) oder ökonomisch zurückhalten (also Preise oberhalb der Grenzkosten fordern). Grafik 5.3 illustriert dies vereinfachend: es ist aus Nachfragesicht unerheblich, ob sich die Angebotskurve (oder ein Teil davon) durch physische Zurückhaltung nach links verschiebt oder durch ökonomische Zurückhaltung nach oben verschiebt; die resultierenden Preiseffekte sind äquivalent.<sup>27</sup>

---

<sup>26</sup> Negative Strompreise gibt es bereits in Regelenenergiemärkten, nämlich für negative Regelleistung, bei der gegen Geldzahlungen die Produktion gesenkt beziehungsweise die Nachfrage ‚künstlich‘ erhöht wird.

<sup>27</sup> Ökonomische und physische Zurückhaltung können unterschiedliche Auswirkungen auf Effizienz und für Marktmachtmessung haben.

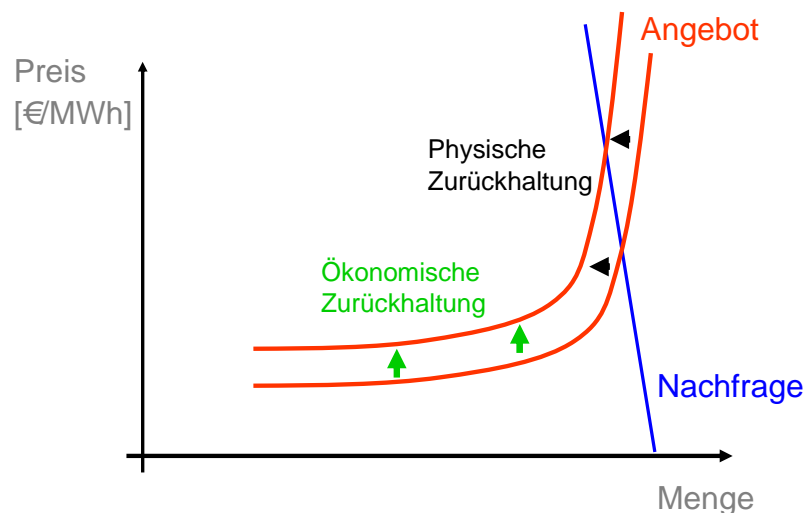


Abbildung 4.3: Physische und ökonomische Zurückhaltung

Eine Andienungspflicht könnte also etwaige Marktmachtprobleme innerhalb des gegenwärtigen Systems nicht lösen, es sei denn, dass neben dem Bietzwang auch der Preis reguliert wird, zu dem die Kraftwerke angeboten werden müssen. Letztlich müsste die Regulierung somit umfassend den Erzeugern die Produktionsentscheidung aus der Hand nehmen und den Markt faktisch abschaffen.

Ein weitergehender Vorschlag ist, die Andienungspflicht mit einer Preisobergrenze an der Börse zu kombinieren. Die Argumentation in Kapitel 4.3 belegt jedoch, dass auch diese Maßnahme nicht zur Disziplinierung von Marktmacht führen kann. Ein Bid Cap an der Börse führt, wenn er den Handel systematisch einschränkt, zu einer Abwanderung der Marktteilnehmer ins OTC Geschäft. Die Börse würde eine ihrer zentralen Funktionen verlieren, nämlich die Ermittlung eines täglichen Referenzpreises, auf den sich sämtliche Termingeschäfte beziehen und mit denen die Marktteilnehmer ihre Risiken absichern können. Ineffizienzen wären die Folge. Das Ziel der Regulierung wäre jedoch nicht erreicht, da Strom nun bilateral gehandelt würde – ohne Price Cap.

Eine Reaktion könnte die Forderung sein, dass *sämtlicher* Handel an der Börse stattfinden *muss*. Wenn jedoch die Pflicht bestünde, sämtliche Erzeugungskapazitäten in Deutschland in die Stromauktion hinein zu bieten, wird die Marktmachtproblematik tendenziell verschärft, da Terminmärkte den Anreiz zur Marktmachtausübung reduzieren (Kapitel 4.1). Auch kann ein Poolmodell die Marktmachtproblematik nicht entschärfen, wie wir es in Kapitel 3 dargelegt haben.

Zusammenfassend folgt aus der bisherigen Analyse in Kapitel 4, dass Eingriffe in die Preisbildung oder Bietflexibilität in der Stromauktion nur wenig geeignete Instrumente zur Disziplinierung von Marktmacht und zur Verbesserung der Kosteneffizienz sind. Die Weiterentwicklung der Koordination interdependenter Märkte, wie sie im folgenden Kapitel beschrieben wird, fördert dagegen den Wettbewerb und ist daher Erfolg versprechend.

## 4.5 Verknüpfung interdependenter Märkte

Im Strombörsenmodell ist eine wichtige Herausforderung die Verknüpfung interdependenter Märkte. Bevor der Strom den Endverbraucher erreicht, muss er nicht nur produziert sondern auch zum Verbraucher durchgeleitet werden. Strom und Durchleitung sind daher für den Stromanbieter komplementäre Güter, eine der Komponenten nützt nichts ohne die andere. Für den Stromverkauf gibt es unterschiedliche Optionen: Forward beziehungsweise Futures Märkte, den Day Ahead Markt, den Intraday Markt, und die Märkte für Regelenenergie, die aus Anbietersicht wiederum jeweils Substitute sind. Mangelnde Koordination zwischen den einzelnen Märkten erhöht die strategische Komplexität, stellt hohe Anforderungen an die Prognosefähigkeit der Marktteilnehmer und kann daher die effiziente Bereitstellung von Strom behindern und Preis treibend wirken. Daher muss die Koordination durch die Marktarchitektur aktiv unterstützt werden.

Eine sequenzielle Abfolge von interdependenten Märkten erlaubt Anpassungen an den jeweils aktuellen Informationsstand. So ist es zum Beispiel ein Vorteil des Intraday Marktes, dass noch nach der täglichen Auktion gehandelt werden kann, wenn weitere Informationen über Kraftwerksverfügbarkeiten und Windgeschwindigkeiten zur Verfügung stehen. Forward Märkte werden benötigt, um die Risiken der Marktteilnehmer zu hedgen und den Anreiz zur Marktmachtausübung gering zu halten. Bei der Allokation von Erzeugung und Übertragung kann jedoch eine sequenzielle Marktdynamik Kosteneffizienz behindern, nämlich dann, wenn kein Markt ohne akkurate Information über das jeweils andere Marktergebnis optimal operieren kann.

Innerhalb der Marktgebiete der meisten europäischen Strombörsen kommt es selten zu Knappheitssituationen. Der Markt für Übertragungskapazitäten ist daher in der Regel nicht in den Börsenhandel integriert; Engpässe können typischerweise bei der Erzeugung vernachlässigt werden und werden gegebenenfalls erst *nach* der Auktion durch Redispatch aufgelöst. In einigen Regionen mit häufiger auftretenden Übertragungsengpässen werden diese jedoch *simultan* mit dem Auswerten der Gebote in der Stromauktion berücksichtigt. Dies ist insbesondere in Skandinavien (NordPool) im Rahmen des so genannten “Market Splitting“ der Fall (siehe unten und Kapitel 5.1).

Die Grenzen der europäischen Marktgebiete erstrecken sich aus historischen und politischen Gründen in der Regel entlang der nationalen Grenzen.<sup>28</sup> Um Strom zwischen einzelnen Marktgebieten handeln zu können, wo Übertragungsknappheiten vergleichsweise häufig auftreten, muss zurzeit in der Regel bereits *vor* der Räumung bei der Stromauktion

---

<sup>28</sup> Skandinavien war lange die einzige Ausnahme. Heute verschmelzen zunehmend einzelne nationale Handelsgebiete zu größeren Marktregionen, wobei jedoch in der Regel die nationalen Handelsplätze erhalten bleiben.



Grenzübertragungskapazität in speziellen Auktionen erworben werden (Waver 2007). Die sequenzielle Abfolge der Märkte stellt hohe strategische Anforderungen an die Marktteilnehmer, denn die Anbieter müssen internationale Übertragungsrechte bei Unsicherheit über Erzeugungspreise im Voraus gewissermaßen „auf Verdacht“ erwerben. Perfekte Koordination und Effizienz würden implizieren, dass die Preise ohne Übertragungsengpässe in allen Gebieten gleich sein müssen, und dass Strom andernfalls immer nur in das Gebiet mit den relativ hohen Strompreisen fließt. Koordinationsversagen manifestiert sich jedoch in der Beobachtung, dass Übertragungskapazitäten tatsächlich zuweilen frei sind, obwohl sich die Preise zweier Regionen unterscheiden, oder dass Strom ‚in die falsche Richtung‘ fließt. Zum Beispiel werden Übertragungskapazitäten an der niederländisch-deutschen Grenze versteigert, bevor die Erzeugungsmärkte geräumt werden. Da die Gebote in der Auktion für Übertragungskapazität von dem unsicheren Ergebnis des Erzeugungsmarktes abhängen, kommt es zu Ineffizienzen bei der Nutzung der Übertragungskapazität, wie es etwa der Energy Sector Inquiry (2007) festgestellt hat.

Die sequenzielle Abfolge des europäischen Börsenhandels (die Stromauktionen finden zeitlich versetzt zwischen 10 und 12 Uhr statt) erlaubt es den Anbietern bei Koordinationsschwierigkeiten zwar, nicht abgesetzte Mengen an anderen Märkten anzubieten. Sie können jedoch nicht optimal auf die Preisdifferenzen zwischen den Regionen reagieren, da diese erst beobachtet werden können, nachdem die Gebote bereits abgegeben sind. Von den prinzipiellen Optionen, wie die einzelnen Handelsplätze besser koordiniert werden können, handeln die folgenden Abschnitte.

*Marktkopplung (Market Coupling).* Während lange Zeit die meisten europäischen Strombörsen als nationale Märkte organisiert waren, werden in jüngster Zeit die Märkte zunehmend gekoppelt. In einigen Regionen Europas, zum Beispiel Benelux und Frankreich, ist dies bereits geschehen, in anderen Ländern, zum Beispiel Deutschland sowohl mit den Börsen in Belgien, den Niederlanden und Frankreich als auch mit dem Nordpool, für die nahe Zukunft geplant.

Sind zwei Märkte gekoppelt, so bieten die Anbieter und die Nachfrager nur an jeweils einer Börse, ihre Gebote werden dann jedoch in allen gekoppelten Märkten berücksichtigt. Die beteiligten Börsen tauschen vor der Preisermittlung so genannte Import- und Exportkurven aus, die angeben, bei welchen Preisen Strom in das Marktgebiet hinein fließen beziehungsweise aus dem Marktgebiet heraus fließen sollte. Der Markträumende Preis wird dann in Abhängigkeit aller Gebote für alle gekoppelten Märkte simultan in einem iterativen Verfahren errechnet. Die Preise der unterschiedlichen Regionen unterscheiden sich nur dann, wenn die internationale Übertragungskapazität nicht ausreicht, um identische Preise zu implementieren. Dieses Verfahren reduziert die strategische Unsicherheit der Anbieter. Die Übertragungskapazität wird bei

gekoppelten Märkten immer dann voll ausgenutzt, wenn dies die Effizienz erhöht. (Bei Einbeziehung des Regelenergiemarktes können auch Ineffizienzen bei der Reservierung knapper Kuppelleitungen für Regelenergie reduziert werden.) Ist die Vergabe von Übertragungsrechten an die tatsächliche physische Übertragung gebunden, so wird zudem verhindert, dass Firmen Übertragungskapazität „blockieren“, um den Preis in einer der Regionen künstlich hoch zu halten.<sup>29</sup> Auch gilt, dass eine Kopplung der Märkte nationales Marktmachtpotenzial senkt, da bereits geringe zusätzlich effizient genutzte Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten den Wettbewerb signifikant verschärfen können (Borenstein und Bushnell 1999). Die Anstrengungen der EEX, die Marktkopplung zu unterstützen und weiter zu voran zu treiben, sind folglich geeignet, die Effizienz der Strombereitstellung zu erhöhen und Marktmacht einzudämmen.

*Market Splitting* geht einen Schritt über das in Europa teils bereits praktizierte, teils angedachte Market Coupling hinaus, da ein zentralisiertes Auktionshaus für die teilnehmenden Marktgebiete notwendig ist. Während beim Market Coupling lediglich Informationen über die aggregierten Ströme zwischen den teilnehmenden Marktgebieten ausgetauscht werden (die Import- und Exportkurven), stehen beim Market Splitting dem zentralen Auktionshaus alle Informationen über Einspeise- und Entnahmepunkte durch die Gebote und die angemeldeten langfristigen Verträge zur Verfügung.<sup>30</sup> Dies ermöglicht prinzipiell eine effiziente Aufteilung des Marktgebietes in Zonen unterschiedlicher Preise. Theoretisch ist es möglich, dass sich die Preiszonen in jeder Stunde in Abhängigkeit der Gebote ändern. Bei endogener Bestimmung der Regionen (also bei Nutzung der zusätzlich vorhandenen Informationen) ist Market Splitting effizienter als Market Coupling. Lässt man beliebig kleine Regionen mit unterschiedlichen Preisen zu, so kann man auch im Börsensystem das so genannte ‚Nodal Pricing‘ realisieren, das theoretisch vollständige Effizienz bei der Nutzung der Übertragungskapazitäten garantiert und das wir gleich diskutieren werden. Aber auch bei endogener Bestimmung einer begrenzten Anzahl größerer Regionen unterschiedlicher Preise kann ein System des Market Splitting zusätzliche Effizienzgewinne realisieren.

Wie viel besser Market Splitting im Vergleich zum Market Coupling ist, hängt unter anderem davon ab, wie stark die endogen bestimmten Regionen von den im Market Coupling vorgegebenen Regionen abweichen würden. Zurzeit kann man annehmen, dass die Knappheiten tatsächlich hauptsächlich an den Grenzen zwischen den Handelsgebieten der nationalen Börsen auftreten,

---

<sup>29</sup> Zu den strategischen Anreizen des Zurückhaltens von Kapazität in diesem Zusammenhang, siehe Joskow und Tirole (2000). Beim so genannten ‚Open Market Coupling‘ werden an den Börsen im Day Ahead-Markt zusätzlich auch reine Übertragungskapazitäten (also ohne den dazugehörigen Strom dazu) verkauft, so dass das Problem der strategischen Zurückhaltung von Übertragungskapazitäten auftritt.

<sup>30</sup> Auch die Regeln der EEX sehen prinzipiell ein Market Splitting vor, das aber die schon gehandelte Kapazität nicht ohne weiteres berücksichtigen und daher tatsächliche Knappheiten nicht identifizieren kann.

weshalb sich die beiden Systeme zumindest bei friktionsloser Kommunikation nicht stark voneinander unterscheiden dürften. Dies gilt auch für Skandinavien, wo die verschiedenen Regionen für das Market Splitting nicht endogen bestimmt werden, sondern seit langer Zeit fest vorgegeben sind. Der Grund ist, dass in Skandinavien die potenziellen Engpässe aus der Erzeugungsstruktur folgen: Konzentration der Produktion im Norden versus Konzentration des Verbrauchs im Süden. Market Splitting wäre jedoch im Falle zunehmender auch innerstaatlicher Übertragungsprobleme eine natürliche Option zur Weiterentwicklung des Market Coupling.

*Nodal pricing* geht noch einen Schritt weiter als Market Splitting. Auch hier werden – wie in der idealtypischen Form des Market Splitting – nicht Regionen vorgegeben, zwischen denen die Preise voneinander abweichen können. Vielmehr ergeben sich die Regionen unterschiedlicher Preise endogen unter Berücksichtigung aller Gebote und der mit ihnen verbundenen Einspeisebeziehungsweise Entnahmeorte. Schon bei Vorliegen eines einzigen Engpasses unterscheiden sich die Preise an jedem einzelnen Entnahme- und Einspeiseort, denn der Strom zwischen zwei Knoten im Netzwerk fließt physikalischen Gesetzen folgend jeden möglichen Weg. Preisdifferenzierung ist daher zwingende Konsequenz einer umfassenden Optimierung von Erzeugung und Übertragung an allen Knoten des Systems. Die Preise reflektieren für jedes Kraftwerk nicht nur die Erzeugungskosten, sondern auch die in Anspruch genommene Übertragungsleistung. Das System setzt voraus, dass dem Auktionator alle zu erwartenden physikalischen Ströme bekannt sind. Deshalb erscheint es für zentralisierte Poolmärkte geeignet, die es zum Teil auch einsetzen.

Auch im Börsenhandel könnten theoretisch Nodal Prices implementiert werden, nämlich im Rahmen eines Market Splitting mit beliebig kleinen Regionen unterschiedlicher Preise. Die Umsetzung in die Praxis ist jedoch nicht unproblematisch. Nodal Pricing ist außerordentlich komplex, und allenfalls mit extrem hohem und zeitaufwändigem Rechenaufwand zu bewältigen. Zugleich entziehen sich aufgrund der Interdependenz aller Knoten im Netzwerk die Preiswirkungen von Stromangebot, Übertragungskapazität, Kraftwerkszubau und -stillegung etc. der Intuition; kleine Änderungen im Netzwerk können große Verteilungs- und Allokationswirkungen nach sich ziehen. Auch ist der Effekt von Nodal Pricing auf Manipulationsanreize und Marktmachtausübung vergleichsweise wenig erforscht.<sup>31</sup> Schließlich müssten viele Vorteile des Börsenmodells, etwa Plattformwettbewerb und einheitliche Referenzpreise, aufgegeben werden. Der Weiterentwicklung von Market Coupling über Market Splitting hin zu Nodal Pricing scheinen hierdurch natürliche Grenzen gesetzt zu sein.

---

<sup>31</sup> Siehe jedoch Joskow und Tirole (2000), Borenstein et al. (2000) sowie Harvey und Hogan (2000).

## 4.6 Investitionsanreize und Kapazitätsmärkte

Eines der wichtigsten Argumente für die Liberalisierung des Strommarktes, neben der Hoffnung auf Produktivitätszuwächse und geringere Preise, ist die *langfristige Effizienz*. Der Markt soll die richtigen Preissignale für kluge Investitionsentscheidungen und effiziente Kapazitäts- und Risikoallokation erzeugen.

Das Zusammenspiel des ‚kurzfristigen Wettbewerbs‘ in der Stromauktion mit der langfristigen Kapazitätsplanung ist bisher vergleichsweise wenig erforscht. Dies hat auch damit zu tun, dass noch keine weit reichenden Erfahrungen mit Investitionszyklen in Strommärkten gemacht wurden, da wettbewerbliche Strommärkte noch nicht hinreichend lange existieren.

Empirisch scheinen die Investitionsanreize in liberalisierten Strommärkten nicht unproblematisch zu sein. Joskow (2006) schreibt, dass ein „failure of organized wholesale power markets to provide adequate incentives to stimulate investment in new generating capacity to balance supply and demand efficiently“ mittlerweile zumindest in den USA allgemein als Faktum anerkannt sei. Er gibt Beispiele für Märkte, in denen Preise und Nachfrage steigen, aber die Investitionen nicht Schritt halten, so dass bereits Engpässe prognostiziert werden. Die UCTE (2007) hält (auch) für Deutschland ab 2015 Kapazitätsengpässe für möglich.

Mangelnde Investitionen können in liberalisierten Strommärkten damit zusammen hängen, dass die Zuverlässigkeit der Stromversorgung ein öffentliches Gut ist (niemand kann davon ausgeschlossen werden), so dass der Nutzen von Investitionen nicht effizient internalisiert werden kann. Auch können Anbieter im Falle eines Stromausfalls durch mangelnde Erzeugung von der dann herrschenden extremen Knappheit nicht profitieren, da während eines Ausfalls typischerweise kein Marktpreis existiert und gezahlt wird; es herrscht in der Stromauktion gleichzeitig ein Überschussangebot und eine Überschussnachfrage – jedenfalls wenn alle weiteren Anstrengungen zur Markträumung scheitern (Kapitel 2). Schließlich ist es auch denkbar, dass zu geringe Preis- oder Bietgrenzen beziehungsweise andere Markteingriffe in Folge (gerechtfertigter) Preisspitzen Investitionshemmnisse implizieren (Ockenfels 2007b und Grimm und Zoettl 2007b).

Zudem gilt, dass auch vollständig kompetitiver Wettbewerb keine ‚angemessene‘ Erzeugungskapazität garantieren kann. Grafik A.5 im Appendix illustriert, dass bei perfektem Wettbewerb Kapazitätsengpässe zwingend nötig sind, damit die notwendigen Investitionsanreize entstehen. Das heißt aber, dass bei einem ‚angemessenen‘ Kapazitätsniveau, das Engpässe und Blackouts sicher vermeidet, die Strompreise zu niedrig sind, um in ‚angemessene‘ Kapazität zu investieren. Im Falle nicht-perfekten Wettbewerb muss Regulierung und/oder Marktmachtausübung für die notwendigen Investitionsanreize sorgen (zum Beispiel Grimm und

Zoettl 2007a). In keinem der beiden Fälle ist garantiert, dass die Kapazitätsentscheidungen zu einer zuverlässigen Stromversorgung führen. Dies gilt insbesondere bei einer Nachfrage, die sich aufgrund mangelnder Elastizität nicht selbst vor unfreiwilligen Stromausfällen aufgrund von Erzeugungsengpässen schützen kann (Ockenfels 2007a, Cramton und Stoft 2007).

Einige Energieökonomien schlagen als Antwort auf diese Herausforderung komplementär zum Stromhandel in der Strombörse die Schaffung von Kapazitätsmärkten vor. Kapazitätsmärkte können als Terminmärkte für physische Kapazität ausgestaltet werden, in denen die Nachfrager oder Regulierer proportional zur erwarteten Nachfrage in der Zukunft Kapazität kaufen beziehungsweise ersteigern, so dass die erwartete Systemspitzenlast (mehr als) gedeckt wird. Ein Kapazitätsmarkt vermeidet Engpässe, dämpft Marktmachtpotenziale und Preisvolatilitäten und führt zu robusten Investitionsanreizen (Joskow 2006, Cramton und Stoft 2006, 2007, Ockenfels 2007a). Reichen die an der EEX erzielten Preise für effiziente Investitionen aus, macht sich der Kapazitätsmarkt durch Preise in Höhe von Null selbst überflüssig. Ein Kapazitätsmarkt könnte somit elegant die Marktarchitektur des Börsenmodells mit einer langfristigen Perspektive bereichern.

#### **4.7 Transparenz und Fairness**

Häufig wird in der politischen Diskussion das Ziel eines fairen und transparenten Stromhandels angeführt. In einem Gutachten von White&Case und NERA (2007) zu Verbesserungsmöglichkeiten der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt wurde hierzu aus verschiedenen Perspektiven Stellung genommen. Wesentliches Ergebnis des Gutachtens ist, dass im Bereich der „börslichen“ Informationen für die Stromauktion an der EEX keine Transparenzdefizite identifiziert werden konnten, aber dass die Transparenz bezüglich „nicht-börslicher Informationen“ zu Netzlast, Übertragung, Kuppelstellen, Erzeugung, Regelenenergie etc. verbessert werden müsste. In diesem Gutachten möchten wir die Transparenzdebatte bezüglich der Stromauktion aus Marktdesignsicht um wenige Punkte ergänzen.

Die Stromauktion ist aus Sicht der Marktteilnehmer mit einer Reihe interdependenter Märkte verknüpft. Wettbewerbsschädliche Intransparenz bezüglich der oben genannten „nicht-börslichen“ Informationen über Verhalten und Optionen in nicht-börslichen Interaktionen ist dann aber nur sekundär eine Transparenzfrage als vielmehr eine Frage der geeigneten Marktarchitektur. Eng synchronisierte Märkte, wie sie zurzeit durch zunehmende Marktkopplung angestrebt werden, führen zu einer Offenbarung vieler relevanten Informationen in Form von Marktpreisen und in dem für die Marktteilnehmer relevanten Zeitpunkt. Gleichzeitig führt Marktkopplung zu einer

Reduktion des Wertes von Informationsvorsprüngen, da die strategische Komplexität und Unsicherheit bei der Angebotserstellung in interdependenten Märkten reduziert wird. Marktkopplung führt so gewissermaßen automatisch zu mehr Transparenz und Fairness in der Stromauktion.

Die Ausgestaltung der Stromauktion als Einheitspreisauktion unterstützt Transparenz- und Fairness-Ziele. Die Auktion führt zu einem eindeutigen, allen zugänglichen Referenzpreis, der für alle Marktteilnehmer gleichermaßen in allen vor gelagerten Märkten zur Orientierung und strategischen Planung dient. Kein Anbieter kann durch Marktmachtausübung oder Informationsvorsprünge für sich Preisvorteile verschaffen; im Gegenteil führt strategische Kapazitätszurückhaltung dazu, dass der Marktmachtausübende Anbieter vergleichsweise wenig profitiert, da er nicht mit seinen gesamten Kapazitäten in den Markt bieten kann – ein Phänomen, das in der Literatur zuweilen als „Fluch der Marktmacht“ bezeichnet wird. ‚Große‘ Anbieter können daher ‚kleine‘ Anbieter nicht von den Preiseffekten ausschließen, die durch strategisches Verhalten oder Informationsvorsprünge resultieren. Auch sind die Regeln der Einheitspreisauktion einfach, ihre strategische Komplexität insbesondere für ‚kleine‘ Anbieter (die sich ausschließlich an ihren Grenzkosten orientieren) gering, und die verwendeten Gebotsformate an der EEX leicht beherrschbar. Auch von daher gibt es weder Transparenzdefizite noch unfaire Ausgangsbedingungen, die auf das Design der Stromauktion der EEX zurückgeführt werden müssten. Für andere Auktionsformate, insbesondere der Pay-as-bid Auktion, gäbe es dagegen Probleme (Kapitel 4.1).

Ein möglicher Einwand bezüglich der Gebotsformate wäre, dass ‚große‘ Anbieter weniger unter einer nicht-optimalen Berücksichtigung von Blockgeboten zu leiden haben als kleine Anbieter, da erstere aufgrund der größeren Kapazitäten den internen Kraftwerkseinsatz besser optimieren können und daher Anfahrkosten besser intern minimieren können. Ein anderer potenzieller Einwand ist, dass die Algorithmen zum Teil Blockgebote ablehnen, obwohl sie günstiger als zum Markträumungspreis Strom produzieren könnten (Kapitel 4.2). Beide Konsequenzen erscheinen unfair. Eine umfassende und vollständig effiziente Berücksichtigung von Blockgeboten in der Stromauktion ist jedoch prinzipiell aufgrund der hohen Komplexität des Problems nicht möglich (Kapitel 4.2). Zudem erlaubt das Börsenmodell, Komplementaritäten zum Beispiel in vor gelagerten Strommärkten zu berücksichtigen, so dass die Probleme in der Praxis klein sein dürften.

Aus biettheoretischer Sicht ist schließlich das Zusammenspiel zwischen wiederholter Interaktion in täglichen Stromauktionen und Transparenz über Kapazitäten und Verhalten der Marktteilnehmer bedeutsam. Insbesondere bei geringer und fixer Händleranzahl sowie bei geringer Unsicherheit

über Nachfrage- und Angebotsverhalten können nämlich weitere strategische Anreize zu Tage treten, die in der Analyse in Kapitel 4.1 nicht weiter diskutiert worden sind. So ist es denkbar, dass das Angebot durch dynamische Strategien beeinflusst wird, bei denen auf die strategischen Optionen beziehungsweise das Verhalten der Wettbewerber in der Vergangenheit konditioniert wird. Spieltheoretische Modelle wiederholter oligopolistischer Interaktion erlauben prinzipiell sowohl stärker kompetitives als auch stärker kooperatives Verhalten der Anbieter. Es ist also denkbar, dass die wiederholte Interaktion einen zusätzlichen Einfluss auf Marktergebnisse hat. Die theoretische und empirische Literatur blendet jedoch diesen Einfluss in weiten Teilen aus (wobei es Ausnahmen gibt, zum Beispiel Le Coq 2004), weil eindeutige Prognosen inhärent schwierig sind, die Problematik bei Unsicherheiten (wie sie auf Strommärkten typisch sind) reduziert wird oder gänzlich verschwindet, und weil sich einfachere Modelle in vielen Situationen als nützlich und empirisch valide erwiesen haben.<sup>32</sup>

Zumindest lässt sich jedoch aus Marktdesignsicht feststellen, dass sich die Verfügbarkeit von Informationen über die Optionen und das Verhalten der Wettbewerber in einer Auktion bei Wettbewerbsproblemen in der Regel tendenziell *negativ* auf den Wettbewerb auswirkt. Informationen über Kraftwerksverfügbarkeiten und Bietverhalten erleichtern es nämlich den Anbietern, den wahrscheinlichen Preiseffekt von unilateraler Kapazitätszurückhaltung akkurater zu berechnen, die eigene Strategie exakter auf das Verhalten anderer Anbieter zu konditionieren, sowie gegebenenfalls implizite beziehungsweise explizite multilaterale kollusive Absprachen zu stabilisieren, da Abweichungen von Absprachen leichter entdeckt und bestraft werden können. So wurde etwa spekuliert, dass die erhöhte Transparenz durch die kürzlich durchgeführten Änderungen bei den Marktregeln des Regelenergiemarktes zunächst zu erhöhten Preisen geführt hat, da die zusätzlichen Informationen den Anbietern wertvolle Hinweise zur Optimierung der Preisforderungen geliefert haben.

Die Auktionsliteratur (Klemperer, 2004) sowie die empirische (Symeonides 2003), experimentelle (Huck et al. 2000) und theoretische (Abreu et al. 1985) Marktmachtliteratur warnen daher fast unisono vor der Hypothese, dass mehr Transparenz notwendigerweise Wettbewerbsprobleme mindert (siehe auch Ivaldi et al. 2003). Vielmehr wird zuweilen empfohlen, den Informationsfluss zwischen Wettbewerbern und Auktionsteilnehmern auf ein Minimum zu beschränken (Rothkopf 1999, Cramton 2004). Dies gilt insbesondere für Stromauktionen, bei denen es aufgrund ihrer inhärenten Preis- und Nachfragevolatilität ohne zusätzliche Informationen über individuelle

---

<sup>32</sup> Siehe etwa Sannikov und Skrzypacz (2007), die zeigen, dass Kollusion auch bei wiederholter Interaktion bei homogenen Produkten und kontinuierlich eintreffenden ‘noisy’ Informationen nicht möglich ist, oder – speziell zu Strommärkten – Rothkopf (1999) und Fabra (2003).

Bietoptionen und über Bietverhalten schwierig sein dürfte, kollusive dynamische Strategien zu stabilisieren.

Das Zurückhalten von Informationen impliziert nicht, dass der Markt nicht überwacht werden könnte. Strategisch verwertbare Informationen können ohne Wettbewerbsgefahren zeitnah einer Markt Monitoring Gruppe oder Regulierungseinheit zugänglich gemacht werden (Twomey et al. 2006). Auch können Informationen erfragt und gesammelt werden, die einen Einblick in die weniger transparenten außerbörslichen Geschäfte erlauben, und damit Vertrauensbildend wirken. Teilweise können diese Informationen mit einer Zeitverzögerung auch öffentlich gemacht werden. Die zuweilen aufgestellte Forderung nach größerer Transparenz und Überwachung ist also nicht inkonsistent mit der Forderung nach nur eingeschränktem Informationsfluss vor und während der Strommarktauktion.<sup>33</sup>

## 5. Ein Vergleich europäischer Strombörsen

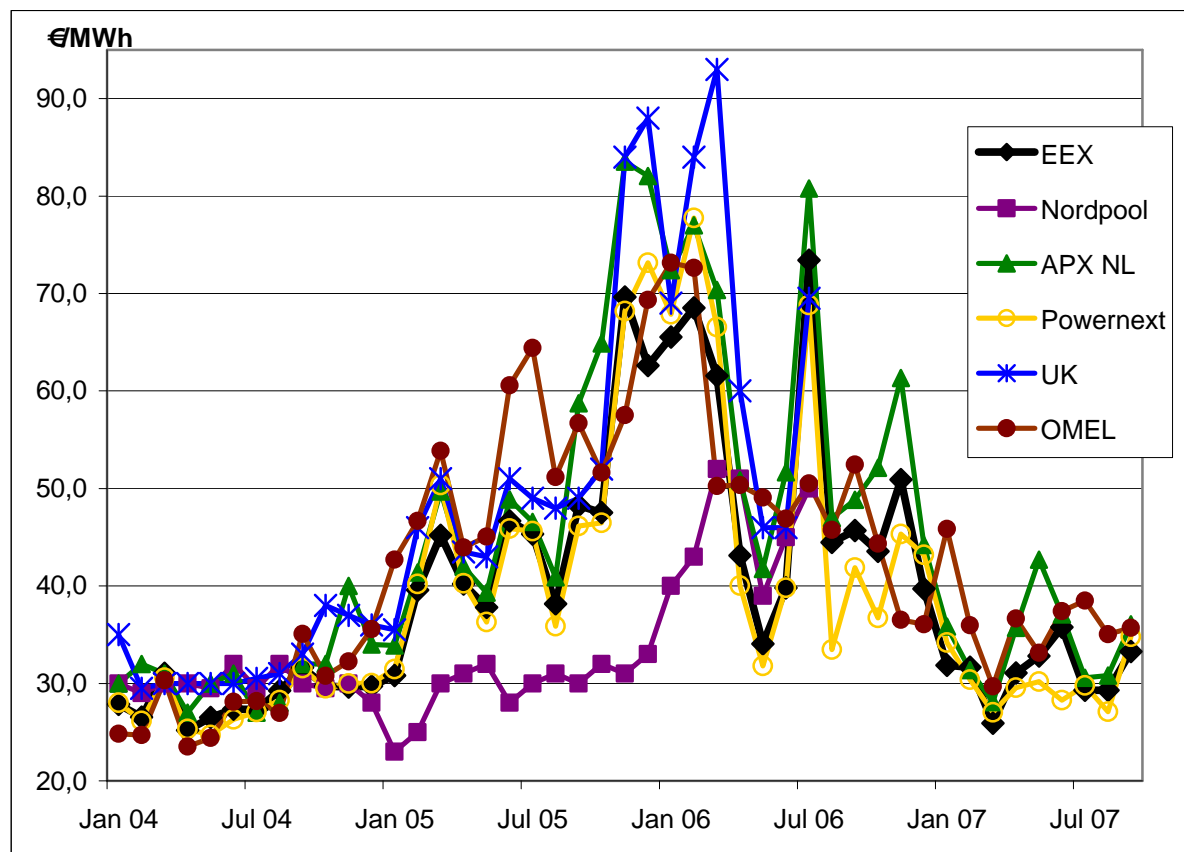
In den meisten Ländern Europas fand ein ähnlicher Liberalisierungsprozess wie auf dem deutschen Strommarkt statt. Grafik 5.1 zeigt die Entwicklung der Großhandelspreise an Strombörsen in ausgesuchten europäischen Ländern, die wir im Folgenden näher analysieren wollen.<sup>34</sup> Dazu gehören Nordpool (Skandinavien), APX Power NL (Niederlande), Powernext (Frankreich), APX Power UK (Großbritannien) und Omel/OMIE (Spanien).

---

<sup>33</sup> Oft mangelt es gerade in Strommärkten weniger an Daten und Transparenz, sondern an der notwendigen Expertise, die vorliegenden Informationen sachgerecht zu interpretieren. Daher wird zuweilen ein professionellen Strommarkt Monitoring gefordert (Ockenfels 2007a, Wolak 2004, Twomey et al. 2006), zu deren zentralen Aufgaben die Identifikation und unabhängige Bewertung von Problemen in Handelsverhalten, Struktur der Stromerzeugung und Architektur der Strommärkte liegt. Solche Probleme können sich insbesondere in langfristigen Kapazitätsentwicklungen manifestieren (Kapitel 4.6), die maßgeblich zukünftige Entwicklungen der Preise und Versorgungssicherheit determinieren.

<sup>34</sup> Alle Börsen befinden sich nicht zuletzt im Rahmen der europäischen Harmonisierungsanstrengungen in einem hochdynamischen institutionellen Änderungsprozess, der nur dezentral und mit unterschiedlicher Sorgfalt öffentlich dokumentiert wird. Wir haben uns bemüht, den aktuellen Stand von den verschiedenen Webseiten der Börsen und durch andere Quellen zusammen zu tragen. Wir bedauern, wenn uns dies nicht in allen Einzelheiten gelingen sein sollte.





**Abbildung 5.1: Börsenpreise in Europa (monatliche Durchschnitte;  
Quelle: EEX, APX, Powernext, Omel, DG Energy and Transport)**

Die EEX-Preise befinden sich in dem dargestellten Zeitraum generell im durchschnittlichen oder unterdurchschnittlichen Bereich (siehe auch Energy Sector Inquiry 2007). Preisunterschiede können von unterschiedlichen Wettbewerbsstrukturen, unterschiedlichen Kostenstrukturen<sup>35</sup> oder unterschiedlichen Marktdesigns in den einzelnen Ländern herrühren.

Tabelle 5.1 gibt einem Überblick über zentrale Wettbewerbskennzahlen und institutionelle Charakteristika der in diesem Kapitel beschriebenen europäischen Strombörsen. Die letzten beiden Zeilen geben einen Eindruck von der Größe der einzelnen Börsen in ihren jeweiligen Marktgebieten gemäß DG Competition (2007b):<sup>36</sup> „Volumen DA“ gibt die im Day Ahead-Markt an der Börse gehandelten Mengen bezogen auf den Gesamtverbrauch im Marktgebiet an. In Klammern dahinter sind die insgesamt im Marktgebiet gehandelten Day Ahead-Mengen angegeben, also einschließlich aller bilateral getätigten Geschäfte. Die im Vergleich mit der EEX

<sup>35</sup> So sind zum Beispiel in Großbritannien meist Gaskraftwerke Preis setzend, während die Preise in Skandinavien aufgrund eines hohen Wasserkraftanteils und geringen Auswirkungen des Emissionshandels nicht so stark von den Preisschwankungen am Gasmarkt und den Zertifikatspreisentwicklungen (ab 2005) abhängen.

<sup>36</sup> Hierbei handelt es sich um Durchschnittswerte für den Zeitraum Juni 2004 bis Mai 2005. Die an den wichtigsten OTC Plattformen gehandelten Mengen messen den Umfang außerbörslichen Handels.

relativ hohe Liquidität der Day Ahead-Märkte in Skandinavien und Spanien und die vergleichsweise geringe Liquidität in Großbritannien wird (auch) durch das jeweilige Marktdesign erklärt, wie die folgenden Unterkapitel zeigen werden. „Volumen Termin“ gibt analog alle börslich und bilateral gehandelten Forward und Future Geschäfte an. Es ist mit der Theorie konsistent und für die Effizienz der Strommärkte zumindest nicht abträglich, dass Stromauktionen eine im Vergleich zum Gesamtumsatz geringe Liquidität haben, und dass die Börsen beim Day Ahead-Handel eine vergleichsweise wichtige Rolle spielen, während ein beachtlicher Teil der Termingeschäfte bilateral gehandelt wird (Kapitel 3, 4.1 und 4.2). Die Zeilen 5-7 zeigen die Anzahl der offiziell an den Börsen gemeldeten und aktiven Marktteilnehmer, die sich zum Teil ganz erheblich unterscheiden.<sup>37</sup> Die anderen Zeilen in Tabelle 5.1 fassen die jeweiligen institutionellen Rahmenbedingungen bei der Börsenpreisfindung in den verschiedenen Ländern zusammen. Die Tabelle demonstriert, dass es neben vielen Gemeinsamkeiten auch signifikante Unterschiede bei der Marktorganisation gibt.

---

<sup>37</sup> Siehe DG Competition (2007b). In der Definition gelten all diejenigen Marktteilnehmer als aktiv, die im Zeitraum Januar 2005 bis Mai 2005 mindestens 0.5 Prozent des Gesamtvolumens der Börse gehandelt haben. Hierbei bezieht sich die erste Zahl auf Gebote für Stunde 3, die zweite Zahl auf Gebote für Stunde 12. Wenn nur eine Zahl angegeben wird, konnte eine Unterscheidung nach Stunden aufgrund von mangelnden Daten nicht vorgenommen werden. Für das Marktgebiet Nordpool konnte keine Unterscheidung nach Stunden vorgenommen werden – die angegebenen Werte beziehen sich aber auf die verschiedene Gebiete in folgender Reihenfolge: Schweden, West-Dänemark, Finnland, Ost-Dänemark.

		EEX	Nord-pool	APX NL	Power-next	APX UK	Omel
<b>Allgemein:</b>							
Marktgebiet		DE, A, CH	NOR, SE, FIN, DK	NL	F	UK	E
Gebotsuntergrenze		0	0 €/MWh	0,01 €/MWh	0,01 €/MWh	-	n.a.
Gebotsobergrenze		3000€/MWh	2000 €/MWh	3000€/MWh	3000€/MWh	-	n.a.
Handelstage/Woche		5	7	7	7	7	n.a.
Teilnehmer (Spot)	Gemeldet	153	124	50	66	57	670
	akt. Verkäufer	35-26	24,19,14,7	23-24	27-28	18-19	15-13
	akt. Käufer	31-36	7,16,9,7	24-22	29-32	15-19	6-7
<b>Day Ahead Handel:</b>							
Fortl. Handel	Stunden	-	-	-	-	Ja (1/2 h)	-
	Blöcke	Ja	-	-	Ja	Ja	-
	von-bis	8 - 12	-	-	7:30-11:30	rolling 2 Days	-
Auktion	Stunden	Ja	Ja	Ja	Ja	-	Ja
	Mehrteilig	Blöcke	Blöcke	Blöcke	Blöcke	-	Ja
	gate closure	12	12	11	11	-	10
<b>Intra Day Handel:</b>							
Stunden		Ja	Ja	Ja (1/4 h)	Ja	Ja (1/2 h)	Ja
Mehrteilig		Blöcke	Blöcke	Blöcke	Blöcke	Blöcke	Ja
Handelsart		Fortlaufend	Fortlaufend	Fortlaufend	Fortlaufend	Fortlaufend	Auktion
Handelszeiten		24/7, ab 15:00 DA	24/7, ab 14:00 DA	7:30-18:00, ab 12:00 DA	7:30-23:00, ab 11:30 DA	24/7, ab 2 Tage vor Delivery	6x, Abstand von 105 minuten
vor phys. Lieferung		75 min.	60 min	120 min	60 min	60 min	135 min
<b>Engpaßmanagement:</b>							
im Marktgebiet		Redispatch	Splitting/Redispatch	Redispatch	Redispatch	Redispatch	Redispatch
zw. Marktgebieten		nur explizit	nur explizit	coupling: NL/B/F	coupling: NL/B/F	nur explizit	nur explizit
zw. Marktgebieten (geplant)		coupling: Nordpool und NL/B/F	coupling: NL/B/F und DE	coupling: Nordpool und DE	coupling: Nordpool und DE	coupling: NL/B/F	splitting mit P ab ca.2008, coupling mit F
<b>Weitere Produkte:</b>		S-Futures, CO2, Gas	S-Futures, andere S-Derivate, CO2	CO2, Gas Endex: S-Futures	S-Futures, CO2, Gas, Wetter	S-Forwards, CO2	-
<b>Mengen (in % des Verbrauchs):</b>							
Vol. DA Börse (Gesamt) %		13,2 (18,6)	42,8 (n.a.)	11,9 (17,8)	3,4 (4,9)	2,2 (n.a.)	84,0 (84,0)
Vol. Termin Börse (Ges.) %		74 (639)	196 (523)	39 (548)	6 (85)	n.a. (146)	0 (n.a.)

Tabelle 5.1: Übersicht über die Strombörsen

Im internationalen Vergleich haben sich zwei konkurrierende Marktmodelle beim Design von liberalisierten Strommärkten etabliert: das Poolmodell und das Strombörsenmodell (Kapitel 3). In den liberalisierten Strommärkten Europas hat sich jedoch inzwischen vollständig das Strombörsenmodell durchgesetzt. Innerhalb des Börsenmodells kommen mit Ausnahme von Großbritannien überall Einheitspreisauktionen zum Einsatz. Beim vor- und nachlaufenden Börsenhandel gibt es jedoch große Unterschiede. Auch Blockgebote werden zwar in allen Märkten berücksichtigt, doch in teils unterschiedlichen Gebotsformaten. Die Synchronisation von

Erzeugungs- und Übertragungsmärkten wird analog zu der jeweiligen Relevanz in den verschiedenen Marktgebieten durch unterschiedliche Institutionen gesteuert. Im Folgenden werden die jeweiligen Regelwerke für den Stromhandel beschrieben und, soweit relevant, mit den Regeln an der EEX verglichen, die bereits in Kapitel 2 vorgestellt wurden.

## **5.1 Nordpool**

Die nordeuropäische Strombörse NordPool umfasst die Marktregionen Norwegen, Schweden, Finnland und Dänemark. Am NordPool wird an sieben Tagen die Woche je 24 Stunden Stromhandel betrieben, also rund um die Uhr. Dabei greifen verschiedene Märkte ineinander, die wir im Folgenden beschreiben werden.

An dem Day Ahead-Markt „Elspot“ können die Marktteilnehmer für jede Stunde des folgenden Tages eine Gebotsfunktion abgeben, die bis zu 62 Preisstufen zusätzlich zu den von NordPool festgesetzten Gebotsunter- und -obergrenzen (0 bzw. 2.000 €/MWh) enthalten kann. Nach der zentralen Auktion, die um 12 Uhr stattfindet, gibt es am NordPool einen Intraday Markt (genannt „Elbas“). Das Marktgebiet umfasst neben Schweden, Finnland und Ost-Dänemark seit dem 10. Januar 2007 auch Deutschland. Der Intraday-Handel beginnt um 14:00 Uhr des Vortages und endet eine Stunde vor physischer Lieferung. Vor der zentralen Stromauktion können im kontinuierlichen Handel Einzelstunden über die Plattform der Börse gehandelt werden. Parallel können über eine Telefonplattform zusätzlich sowohl Stunden als auch Blöcke gehandelt werden.

In der Day Ahead-Auktion sind Blockgebote möglich. Blöcke können aus beliebigen zusammenhängenden Stunden bestehen, mindestens jedoch aus einer Stunde. Während die Stundengebote unabhängig voneinander und auch jeweils teilweise angenommen werden können, kann ein Blockgebot nur in seiner Gesamtheit ausgeführt werden.<sup>38</sup> Darüber hinaus bietet NordPool zwei vergleichsweise innovative Gebotsformate an. Die Bieter haben zunächst die Möglichkeit, jedes ihrer Blockgebote in einer Hierarchie von Mutter-, Tochter- und Enkelgeboten zu platzieren. Nur bei Annahme des in der Hierarchie ranghöheren Blocks kann auch ein Tochter- oder Enkelblock angenommen werden. Diese Konditionierungsoption ermöglicht eine präzisere Berücksichtigung von Komplementaritäten in den Kosten als dies durch Standardblockgebote möglich ist. So kann etwa das Muttergebot die Anfahrkosten auf die erste Einsatzstunde umlegen, so dass die Tochter- und Enkelgebote diese nicht mehr einzupreisen brauchen. Die Gebote können

---

<sup>38</sup> Möchte man verhindern, dass nur ein Teil eines Gebotes für eine bestimmte Stunde berücksichtigt wird, so kann man es als Blockgebot abgeben.

dadurch die Dynamik der tatsächlich auftretenden Kosten besser nachahmen, was tendenziell Bieten erleichtert und Kosteneffizienz fördert.<sup>39</sup>

Hilfreich ist zweitens das so genannte ‚flexible Stundengebot‘. Dabei handelt es sich um ein Verkaufsgebot mit Reservationspreis und fester Menge, das der Stunde mit dem höchsten Markträumungspreis zugerechnet wird, falls der Markträumungspreis über dem Reservationspreis liegt. Dieses Gebotsformat ist sowohl für Bieter als auch für die Börse vorteilhaft. Den Bietern erleichtert es das Lösen intertemporaler Optimierungsprobleme, da Preisprognosen für bestimmte Anwendungen überflüssig werden. Dies gilt einerseits für große industrielle Stromverbraucher auf der Nachfrageseite, die bereit sind, im Fall sehr hoher Marktpreise ihre Produktion für einen begrenzten Zeitraum auszusetzen, um den Strom aus ihren bestehenden Verträgen am Markt verkaufen zu können. Auf der Angebotsseite profitieren Kraftwerke, die in einer gewissen Zeitperiode nur eine begrenzte Strommenge produzieren können, wie Pumpspeicherwerke. Für die Börse ist dieses Gebotsformat interessant, da dadurch Peakstunden zuverlässig entlastet werden.

Beide Gebotsformate könnten auch für den deutschen Auktionsmarkt in Frage kommen. Es ist zwar wahrscheinlich, dass die flexiblen Stundengebote in Skandinavien aufgrund des höheren Anteils an Hydrokraftwerken signifikant häufiger zum Einsatz kommen als dies in Deutschland der Fall wäre. Auf der anderen Seite scheint die Einbeziehung solcher potenziell Effizienzfördernder Gebotsformate allenfalls geringe Kosten zu verursachen, so dass ihre Einführung erwogen werden sollte.

NordPool ist die einzige europäische Strombörse, an der Market Splitting durchgeführt wird. Der Markt wird dabei in einzelne Teilregionen aufgeteilt, deren Grenzen innerhalb von Norwegen und an den Grenzübergängen zwischen den einzelnen Ländern verlaufen. Falls es für die gleichgewichtige Allokation bei der Stromauktion keine Übertragungsengpässe zwischen zwei Regionen gibt, so ist der Marktpreis für beide Regionen identisch. Kommt es dagegen zwischen zwei Regionen zu Übertragungsengpässen, so können sich die Preise der jeweiligen Regionen nicht vollständig angleichen. Beim Market Splitting werden alle bisher geschlossenen (oft bilateralen) Verträge berücksichtigt, die daher im Vorfeld angemeldet werden müssen. Auch kann Übertragungskapazität innerhalb des Geltungsgebietes des Market Splitting nur dann „blockiert“ werden, wenn auch ein Stromhandelsvertrag existiert, der diese Kapazität zur

---

<sup>39</sup> In dem numerischen Beispiel aus Kapitel 4.2 kann also der Anbieter für die erste Stunde, in der die Anfahrkosten tatsächlich auftreten, ein Muttergebot in Höhe von 50 €/MWh abgeben, und ein Tochtergebot in Höhe der variablen Produktionskosten von 20 €/MWh für die zweite Stunde. Mit dieser Konditionierung kann sich der Anbieter vor Verlusten durch Preisverfall oder Nichteinsatz in der zweiten Stunde schützen, und der Marktbetreiber eine effiziente Allokation implementieren.

Durchleitung benötigt. Steht nach der zentralen Day Ahead-Auktion noch Übertragungskapazität an den Grenzen der Staaten zur Verfügung, so kann diese für im Intraday Handel gehandelte Mengen verwendet werden. Insgesamt wird durch diese Regelungen sichergestellt, dass nur dann Kapazitäten ungenutzt bleiben, wenn tatsächlich niemand diese Kapazität nutzen möchte. Innerhalb der übrigen Regionen (Schweden, Finnland und Dänemark) werden Übertragungsnetzengpässe durch Redispatch gelöst.

Externe Netzkapazitäten (zwischen der NordPool-Region und angrenzenden Staaten) werden in expliziten Auktionen vergeben. Solche Auktionen zur Allokation internationaler Übertragungskapazitäten sind seit einigen Jahren an zahlreichen europäischen Grenzen üblich, obwohl sie die Koordination im Vergleich zu impliziten Mechanismen erschweren. Die Erlöse teilen sich in der Regel die Übertragungsnetzbetreiber der angrenzenden Länder. In der Auktion erwirbt man die Übertragungsrechte für einen gewissen Zeitraum und muss dann entsprechend seine Stromhandelsverträge synchronisieren.

In naher Zukunft ist die Koppelung des NordPool mit den Märkten in Deutschland (EEX) und Holland (APX) geplant.<sup>40</sup> Im Rahmen des Market Coupling wird die Vergabe der internationalen Übertragungskapazitäten zwischen den betroffenen Ländern voraussichtlich in den Day Ahead-Börsenhandel integriert.

Da innerhalb Deutschlands in der Regel ausreichend Übertragungskapazitäten zur Verfügung stehen beziehungsweise standen, wird hier Market Splitting nicht praktiziert. Mittel- oder längerfristig gibt es jedoch Gründe, über ein marktorientiertes System des Engpassmanagements auch innerhalb Deutschlands nachzudenken. So kann die Tendenz verstärkten Kraftwerkbaus (einschließlich Offshore-Windkapazitäten) im Norden und Konzentration des Verbrauchs im Süden bald zu vermehrten Transmissionsengpässen führen. Die Optimierung der Nutzung von Übertragungskapazitäten zum Zeitpunkt des Stromhandels ist in diesem Fall einer Lösung durch Redispatch vorzuziehen. Ein Grund ist, dass die Kosten für Redispatch durch den Übertragungsnetzbetreiber direkt über die Übertragungsnetzentgelte sozialisiert werden und dadurch ineffiziente Anreize bezüglich der Allokation von Nachfrage, Stromerzeugung und Übertragungskapazität gesetzt werden.

Eine Folge des Market Splittings in Skandinavien ist die hohe Liquidität der Börse, da Day Ahead internationale Übertragungskapazität nur an der Börse im Zusammenhang mit einem

---

<sup>40</sup> Vergleiche hierzu das Memorandum of Understanding vom 2. November 2006 (für Market Coupling zwischen Dänemark und Deutschland) und die Absichtserklärungen zum Market-Coupling im Rahmen der NorNed Verbindung zwischen den Niederlanden und Norwegen. Siehe zum Beispiel [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com).

Stromkontrakt erworben werden kann. Dieser Liquiditätseffekt ist auch dann zu erwarten, wenn einzelne Börsen gekoppelt werden, wie es für die EEX im Rahmen des Market Coupling mit verschiedenen Börsen angedacht ist. Wird die Allokation der Übertragungskapazität an den Grenzen der Handelsgebiete in den Börsenhandel integriert, so erzielt man bei Market Coupling den gleichen Effekt wie beim Market Splitting: die Börsen sind dann der verpflichtende Handelsplatz für internationale Day Ahead-Geschäfte.

## **5.2 APX Power NL**

An der niederländischen APX (Amsterdam Power Exchange) findet die Auktion seit kurzem um 11:00 Uhr (anstatt wie bisher um 10:30) statt. Dies ermöglicht Market Coupling mit Belgien (BeLPeX) und Frankreich (Powernext). In der zentralen Auktion können sowohl Stunden- als auch Blockgebote zwischen 0,01 und 3.000 €/MWh platziert werden (auch das Intervall der möglichen Gebote wurde aufgrund des Market Coupling umgestellt). Blöcke können aus beliebigen zusammenhängenden Stunden bestehen, mindestens jedoch aus einer Stunde. Blöcke können nur in Ihrer Gesamtheit angenommen werden, sowohl bezüglich des angegebenen Volumens als auch bezüglich der angegebenen Zeitspanne. Vor der zentralen Auktion (11:00 Uhr) kann an der APX in Holland kein Strom für den folgenden Tag (DA-Handel) gehandelt werden.

Am 14. September 2006 wurde an der APX ein ‚Intraday- und Strips‘ Markt eingeführt. Hier ist fortlaufender Handel in Anschluss an die Auktion von 12:00 bis 18:00 Uhr des Vortages und von 07:30 bis 18:00 des Liefertages möglich. Am Strips Markt der APX kann neben beliebigen Einzelgeboten von 15 min Länge eine Reihe von standardisierten Blockkontrakten fortlaufend gehandelt werden (2h Blöcke, Base: 00-24 Uhr, Peak: 07-23 Uhr, Super Peak: 08-20 Uhr, Offpeak: 23-07 Uhr). Es kann nur bis zu 2 Stunden vor physischer Lieferung gehandelt werden.

An der APX spielen Übertragungsengpässe keine explizite Rolle. Sie werden erst nach Fahrplananmeldung durch Redispatch beim holländischen Netzbetreiber berücksichtigt

Externe Engpässe (außer an den Grenzen zur Übertragung nach Belgien und Frankreich) werden in expliziten Auktionen vergeben. Die Engpässe nach Belgien und Frankreich werden im Rahmen des Market Coupling mit BeLPeX und Powernext vergeben, das in Kapitel 4.3 beschrieben wird.

Insgesamt ähneln die Regelwerke der APX denen des deutschen Marktes. Anders als in Deutschland gibt es jedoch keinen kontinuierlichen Handel vor der Auktion; dafür gibt es jedoch die Möglichkeit, Blöcke auch nach der Auktion im Intraday-Handel zu handeln. Der Intraday-

Handel endet etwas früher (2 Stunden vor der physischen Lieferung, in Deutschland 75 Minuten), und wird zudem nachts ausgesetzt.

### **5.3 Powernext**

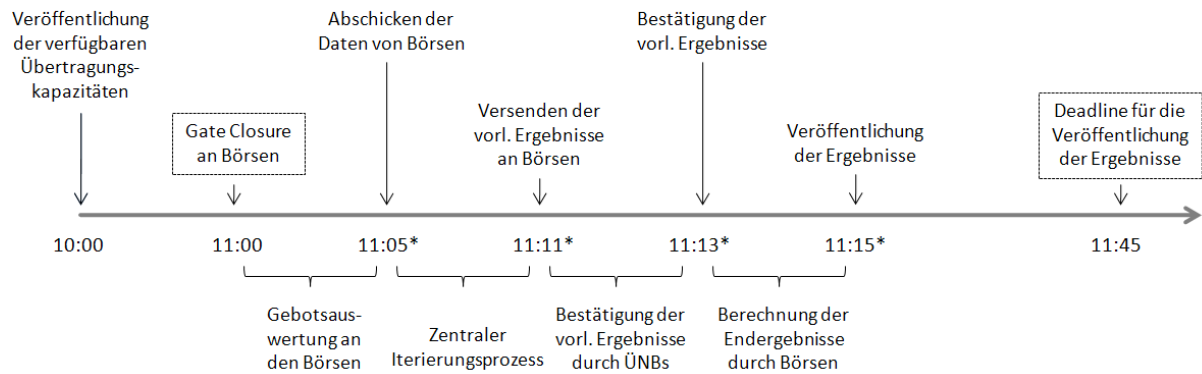
An der französischen Börse Powernext gibt es Day Ahead fortlaufenden Handel mit 11 standardisierten Blöcken zwischen 07:30 und 11:00 Uhr, sowie eine zentrale Auktion um 11:00 Uhr. Handelbare Produkte sind einzelne Stunden, 11 standardisierte Blöcke oder selbst definierte Blöcke die mindestens zwei Stunden umfassen. Die standardisierten Blöcke umfassen folgende Zeitintervalle: 00-04 Uhr, 04-08 Uhr, 08-12 Uhr, 12-16 Uhr, 16-20 Uhr, 20-24 Uhr, 00-24 Uhr, 08-20 Uhr, 00-06 Uhr, 00-08 Uhr, 08-16 Uhr.

Seit dem 11. Juli 2007 gibt es zudem einen Intraday Markt, auf dem in Anschluss an die Auktion von 11:30 Uhr bis 23:00 Uhr des Vortrages und zwischen 07:30 und 23:00 des Liefertages gehandelt werden kann, und zwar bis zu 60 Minuten vor physischer Lieferung. Auch hier sind die Produkte einzelne Stunden, 11 standardisierte Blöcke oder selbst definierte Blöcke die mindestens zwei Stunden umfassen.

An der französischen Powernext werden außerdem Futures, Gas und CO<sub>2</sub> Emissionsberechtigungen gehandelt. Auch die Organisation des französischen Marktes ähnelt dem deutschen Markt. Der zentrale Unterschied zwischen beiden Ländern ist, dass Frankreich bereits Market Coupling mit angrenzenden Ländern realisiert hat, während sich dies in Deutschland noch in der Planungsphase befindet.

Das Market Coupling zwischen APX, BeLPeX und Powernext im Day Ahead Markt besteht seit dem 22. November 2006. Zu diesem Zweck haben die betroffenen Börsen die relevanten Regeln harmonisiert. Das betrifft vor allem den Zeitpunkt der nunmehr gleichzeitig stattfindenden Day Ahead-Auktionen, der auf 11:00 Uhr gelegt wurde. Es betrifft aber auch technische Details wie Gebotsober- und -untergrenzen (0,01-3.000€/MWh). Der zeitliche Ablauf des Market Couplings ist in Grafik 5.2 illustriert. Die Vorteile des Market Coupling wurden bereits in Kapitel 4.5 diskutiert und auch im Rahmen der Bewertung des Market Splittings in Kapitel 4.5 sowie 5.1 angesprochen.





**Abbildung 5.2: Typischer Zeitablauf des Market Coupling (Quelle: APX)<sup>41</sup>**

Das Market Coupling der drei Regionen ist nach herrschender Meinung ein Erfolg.<sup>42</sup> Die Auslastung der internationalen Übertragungskapazitäten ist deutlich gestiegen. Tabelle 5.2 zeigt, dass in 58 Prozent der Fälle keine Knappheit vorliegt. Zu diesen Zeiten existiert ein gemeinsamer Markt, auf dem alle Marktteilnehmer der drei Staaten vollumfänglich konkurrieren.

	<b>Ein Preis</b>	<b>Zwei Preise</b>		<b>Drei Preise</b>
	(NL&B&F)	(NL&B/F)	(NL/B&F)	(NL/B/F)
<b>Häufigkeit</b>	<b>58%</b>	<b>28%</b>	<b>12%</b>	<b>2%</b>

**Tabelle 5.2: Ergebnisse des Market-Couplings, Durchschnittswerte für November 2006 bis August 2007 (Quelle: APX)**

Die Erfahrung des Market Coupling zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden demonstriert vor allen Dingen, dass bei weitem nicht alle Marktregeln harmonisiert werden müssen, um eine Kopplung der zentralen Handelsplätze für Stromstundenkontrakte und eine damit einhergehende effizientere Nutzung der Übertragungskapazität zu erreichen. Wann immer bei gekoppelten Märkten die Anbieter damit rechnen müssen, dass keine Übertragungsknappheiten festgestellt werden (es also nur ein Marktgebiet gibt), stehen sie an der Börse nicht nur inländischer Konkurrenz sondern auch ausländischer Konkurrenz gegenüber. Da der Preis der Day Ahead-Auktion der Referenzpreis ist, auf den sich auch die Termingeschäfte der Börsen beziehen, strahlt die internationale Kopplung der Day Ahead-Auktionen auf das Preisniveau auch der übrigen

<sup>41</sup> Mit (\*) gekennzeichnete Uhrzeiten bezeichnen nur einen typischen Verlauf.

<sup>42</sup> Es gibt konkrete Pläne diese Market Coupling auf Deutschland und Luxemburg auszuweiten. Vergleiche hierzu das Memorandum of Understanding vom 6. Juni 2007 zwischen den Regulierungsbehörden, den Übertragungsnetzbetreibern, den Strombörsen und den Betroffenen Marktteilnehmern aus den 5 Ländern Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und den Niederlanden.

Stromhandelsmärkte einschließlich aller Termingeschäfte aus. Market Coupling besitzt daher das Potenzial, Preise signifikant dämpfen zu können.

## **5.4 APX Power UK**

Großbritannien war eines der ersten Länder mit liberalisiertem Energiemarkt. Bereits 1992 wurde der so genannte UK-Pool eingeführt. Das zentralisierte Poolmodel wurde jedoch 2001 durch NETA (New Electricity Trading Arrangements) abgelöst. 2005 trat schließlich BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) in Kraft.

Im Ergebnis gibt es in Großbritannien heute einen stark dezentral organisierten Markt, wobei die Marktteilnehmer in einer Sequenz von sich überlappenden Märkten Strom handeln können. Für den Kraftwerkseinsatz und die Koordination mit dem Netzbetreiber sind die Anbieter selbst verantwortlich.

An der einzigen Strombörse, APX Power UK,<sup>43</sup> wird parallel in zwei verschiedenen Märkten Strom gehandelt. Halbe Stunden und kleinere Blockgebote werden an der APX UK am so genannten „Spot Market“ gehandelt, „größere“ Blöcke im „Prompt Market“.

Am Spot Market wird rund um die Uhr ausschließlich im fortlaufenden Handel gehandelt. Ab sieben Tagen vor der physischen Stromlieferung können die 6 verschiedenen 4-Stunden-Blöcke 23-03 Uhr, 03-07 Uhr, 07-11 Uhr, 11-15 Uhr, 15-19 Uhr, und 19-23 Uhr gehandelt werden. Ab zwei Tagen vor der physischen Lieferung können 2-Stunden-Blöcke (23-01 Uhr, etc.) und einzelne halbe Stunden gehandelt werden. Der kontinuierliche Handel aller Produkte am Spot-Market findet bis zu 60 Minuten vor der physischen Lieferung statt.

Am Prompt Market werden ab sieben Tagen vor der physischen Stromlieferung folgende Blöcke gehandelt: Overnight (23-07 Uhr), Block 3+4 (07-15 Uhr), Peak (07-19 Uhr), Off Peak (19-07 Uhr), Extended Peak (07-23 Uhr), und Base (00-24 Uhr). Außerdem werden auch Blöcke explizit für die Wochenenden, sowie Base und Peak Kontrakte für eine gesamte Woche gehandelt. Das Price Fixing findet auf dem Prompt Market zwei Mal täglich statt, um 12:00 und um 18:00 Uhr.

Weder werden Übertragungskapazitäten ins Ausland noch potenzielle Engpässe innerhalb des Marktgebietes beim Verkauf an der Börse berücksichtigt.

Außerdem werden an der APX UK Forward-Kontrakte gehandelt (also langfristige Verträge mit physischer Erfüllung), sowie CO2 Emissionszertifikate.

---

<sup>43</sup> Sie ist im Besitz der APX-Group, ebenso wie die Holländische Strombörse APX Power NL. In der Übergangsphase gab es mehrere parallel operierende Handelsplätze.

Während die Makrostruktur auch in Großbritannien der deutschen Struktur recht ähnlich ist, unterscheidet sich das Marktmikrodesign in einigen zentralen Aspekten. Der wichtigste ist das Fehlen einer zentralen Stromauktion für den Day Ahead-Handel, wie er in allen anderen diskutierten Börsenplätzen präsent ist. Als Folge existiert in Großbritannien auch kein eindeutiger Stromreferenzpreis für die Markträumung. Dies reduziert die Transparenz des Stromhandels und erhöht die Wahrscheinlichkeit für Ineffizienzen, da Arbitragegeschäfte erschwert werden.

Das britische Design illustriert zugleich einen zentralen Aspekt der Analyse der Preisregeln in Kapitel 4.1. Im Börsenhandel in Großbritannien findet die Pay-as-bid Regel Anwendung. Pay-as-bid Mechanismen erschweren gewissermaßen per Definition die Findung eines eindeutigen Referenzpreises, auf den sich Arbitragegeschäfte und der Stromhandel insgesamt beziehen können, und sie reduzieren dadurch die Transparenz. Dies trägt möglicherweise auch zu einem zentralen Problem an der APX UK bei: die unzureichende Liquidität, die bei nur etwa 3 Prozent der Last liegt. Die geringe Akzeptanz der Börse ist selbstverstärkend und führt dazu, dass die Liquidität in letzter Zeit zunehmend zurückgeht.

## **5.5 OMEL**

Auch der spanische Markt ist als eine Sequenz von sich überlappenden Märkten organisiert. Die Firmen können langfristige bilaterale Geschäfte abschließen oder am Day Ahead- und am Intraday-Markt der Strombörse OMEL/OMIE (Operador del Mercado de Electricidad/Operador del Mercado Iberico, Espana) handeln. Ähnlich zu den bisher beschriebenen Strommärkten findet auch hier eine zentrale Stromauktion zur Markträumung (um 10:00 Uhr), sowie Intraday-Handel statt. Die prinzipielle Konzeption dieses Strommarktes ist also den bisher analysierten Märkten ähnlich.

Es gibt jedoch eine ganze Reihe besonderer Regelelemente, die den spanischen Markt von anderen Börsenbasierten Marktdesigns unterscheiden. So ist die Teilnahme am Handel an OMEL/OMIE zwar prinzipiell freiwillig; allerdings erhalten die Anbieter für den Spot-Handel an der Börse Sonderzahlungen, so genannte Kapazitätzahlungen, die den Handel auf dieser Plattform attraktiver machen als den reinen bilateralen Handel etwa im Rahmen von OTC-Geschäften. Dies ist der Grund, warum am Spotmarkt der spanischen Börse im Vergleich zu anderen Handelsplätzen mit Abstand am meisten gehandelt wird (Tabelle 5.1).

Eine weitere mit wettbewerblicher Preisfindung unvereinbare Kuriosität im spanischen Markt ist, dass in einer weiter andauernden „Übergangsphase“ nach der Liberalisierung den Anbietern die Differenz zwischen Endverbraucherpreis und Börsenpreis (abzüglich der entstehenden

Transaktionskosten) ausgezahlt wird. Diese Zahlungen werden als „Competition Transition Cost“ bezeichnet (siehe Fabra und Crampes 2005 für mehr Details).

Am Day Ahead-Markt können die Marktteilnehmer, wie auch an den anderen Strombörsen, Gebote für Einzelstunden und Blöcke für den folgenden Tag abgeben. Darüber hinaus sind weitere Spezifizierungen der Gebote zulässig. Insbesondere ist es möglich, Unteilbarkeiten, und Mindest-Erträge, Last-Gradienten, und geplante Wartungszeiten zu spezifizieren. Solche mehrteiligen Gebote erlauben es, die in dem Kapitel 4.2 beschriebenen Komplementaritäten und sonstige Besonderheiten bei der Stromerzeugung präziser auszudrücken als dies mit Blockgeboten möglich ist, wie sie an den übrigen Marktplätzen zur Verfügung stehen. Zugleich gilt jedoch, dass komplexere Gebotsformate aufgrund der hohen Liquidität in Spanien auch besonders notwendig sind, da Komplementaritäten nicht gleichermaßen durch außer-börsliche Geschäfte berücksichtigt werden können, wie dies etwa in Deutschland der Fall ist. Zudem sind die mit mehrteiligen Geboten verbundene Seitenzahlungen leichter durchsetzbar, wenn die Marktteilnehmer durch die Kapazitätszahlungen gewissermaßen an die Börse gefesselt sind. Es ist jedoch unwahrscheinlich, dass die zugrunde liegenden Algorithmen zur Berechnung der Allokation und Seitenzahlungen Effizienz erzeugen können (Kapitel 3 und 4.2).

Im Anschluss an die zentrale Auktion findet der Intraday Handel statt. Anders als an den übrigen Strommärkten, wo der Intraday Handel stets im fortlaufenden Handel eingebettet ist, ist der Intraday Handel in Spanien in sechs aufeinander folgenden Auktionen organisiert. Die gehandelten Produkte sind dieselben, die auch im Day Ahead-Spotmarkt gehandelt werden. Der Intraday Handel ist bis zu 135 Minuten vor der physischen Lieferung möglich. Eine sequenzielle Abfolge von Stromauktionen kann jedoch auch Raum für Koordinationsversagen und Prognosefehler erzeugen, die im fortlaufenden Handel nicht zu erwarten sind (Kapitel 4.5, Milgrom 2004).

Mögliche Netzengpässe innerhalb Spaniens werden beim Stromhandel an der Börse nicht berücksichtigt, sondern werden im Nachhinein durch Redispatch gelöst. Auch die Übertragungskapazitäten zu den Nachbarländern Portugal und Frankreich finden bisher keine Berücksichtigung beim Handel an den Spotmärkten. Seit einiger Zeit gibt es jedoch detaillierte Planungen, die Elektrizitätsmärkte der Iberischen Halbinsel im Rahmen von Market Splitting vollständig zu integrieren. Dies soll unter dem Dach des Iberischen Market Operators OMI im Rahmen des MIBEL-Projekts stattfinden. Dabei würden die Marktaktivitäten auf beide Länder aufgeteilt werden, der gesamte Spothandel würde dann ausschließlich an der Spanischen Börse OMEL/OMIE getätigt werden, alle langfristigen Handelsgeschäfte ausschließlich an der portugiesischen Börse OMIP. Insbesondere die Marktintegration der Spotmärkte und die damit in

Verbindung stehenden verbundenen Fragen bezüglich des Managements der Engpasskapazitäten gestalten sich jedoch als problematisch. Portugal favorisiert Redispatch, Spanien favorisiert jedoch Market Splitting nach dem Vorbild des Nordpools.

Eine weitere Besonderheit des spanischen Marktes ist es, dass die Endverbraucherpreise fixiert sind. In der Praxis wird der regulierte Endverbraucherpreis zuweilen wie ein Price Cap auf den Börsenpreis interpretiert. Es ist jedoch ungeklärt, was passiert, wenn die Beschaffungspreise an der Börse über den regulierten Endverbraucherpreis steigen.

Insgesamt vereint der spanische Markt eine Reihe von Abweichungen von Grenzkostenpreissetzung und nicht-wettbewerblicher Elemente bei der Entlohnung der Erzeuger sowie eine Vielzahl von Sonderregelungen und Seiten- und Zusatzzahlungen. Die Folge ist ein mit großer Wahrscheinlichkeit vergleichsweise ineffizienter Handel, der letztlich zu relativ hohen Strompreisen führen muss. Insbesondere erinnert die starke Konzentration des Handels im spanischen Spotmarkt (durch die Kapazitätzahlungen) verbunden mit der Begrenzung der Endverbraucherpreise an die kalifornische Situation vor dem Marktkollaps 2001. Viele Beobachter und Analysten bemängelten in Kalifornien den unzureichenden Terminmarkthandel, der nicht nur die verschiedenen Marktseiten gegen Preisrisiken absichert, sondern zudem Anreize zur Marktmachtausübung zu reduzieren vermag. Die Begrenzung der Endverbraucherpreis führte in Kalifornien bei steigenden Erzeugerpreisen und Kapazitätsengpässen zudem dazu, dass zahlreiche Versorgungsunternehmen Konkurs gingen, so dass der Staat einspringen und im Großhandel Strom einkaufen musste (siehe etwa Borenstein 2002 für die Details). Es erscheint nicht unwahrscheinlich, dass auch der spanische Stromgroßhandel durch seine ineffiziente institutionelle Ausgestaltung anfällig für derlei Risiken ist.

## 6. Fazit und Executive Summary

*Marktmakrostruktur.* Kein liberalisierter Strommarkt kommt ohne eine multilaterale Handelsplattform aus. Doch die Organisation rund um eine solche Handelsplattform unterscheidet sich zwischen Strommärkten. Alle europäischen Strommärkte basieren auf dem so genannten Börsenmodell, das durch freiwilligen Börsenhandel und dezentrale Marktorganisation und Entscheidungen charakterisiert ist. Zu den Vorteilen des Börsenmodells gehören, dass die resultierenden Börsenpreise Kraftwerkseinsatz und Investitionen prinzipiell effizient steuern können, die Nachfrage problemlos eingebunden werden kann und der Wettbewerb der

Handelsplattformen bei fehlerhaftem oder ineffizientem Marktdesign Ausweichmöglichkeiten und Anpassungsdruck erzeugt. Eine alternative Organisationsform ist das so genannte Poolmodell, das sich im außereuropäischen Ausland oft etabliert hat, und bei dem der gesamte Stromhandel obligatorisch über den Pool laufen muss. Zu den Vorteilen einer solchen zentralen Organisation gehört insbesondere die enge Koordination und Synchronisation von Erzeugung, Übertragung und Regelenenergie.

In einer perfekten, vollständig kompetitiven Welt tendieren beide Makrostrukturen zu vergleichbaren Ergebnissen bezüglich Effizienz und Strommarktpreisen. Tatsächlich aber besitzen dezentrale Börsenmodelle Vorteile, wenn die Koordination interdependenter Märkte vergleichsweise unwichtig ist (weil zum Beispiel Übertragungsengpässe selten sind), oder enge Koordination bereits durch eine geeignete Marktarchitektur (zum Beispiel durch implizite Mechanismen und Market Coupling) erreicht wird. Poolmodelle sind dagegen vorteilhaft, wenn der Wettbewerb stark ist oder effektiv reguliert werden kann, wenn die Nachfrage keine große Rolle bei der Preisfindung spielen kann, und wenn die in der Praxis notwendigerweise auftretenden Defizite bei der zentralen Systemoptimierung klein gehalten werden können.

Für Deutschland erscheint es schwierig abzuschätzen, ob ein Poolmodell in der Vergangenheit besser abgeschnitten hätte, da unklar bleibt, wie weit es gelungen wäre, im Poolmodell das Verhalten der Marktteilnehmer effektiv zu regulieren und das Gesamtsystem effektiv zu optimieren. Für die Zukunft kommt für Deutschland ein Wechsel hin zum Poolmodell nicht in Betracht, da alle benachbarten Strommärkte Börsenmodelle implementiert haben, und ein alleiniger Wechsel ein Ausklinken aus dem europäischen Strommarkt implizieren würde. Ein Systemwechsel für ganz Europa wäre zwar theoretisch denkbar, aber mit großen Risiken und Unwägbarkeiten zumindest in der Übergangsphase verbunden. Der resultierende Nutzen wäre indes gering, denn durch die zunehmende Koordination der nationalen Märkte und Synchronisation der verschiedenen Stromteilmärkte fällt der wichtigste Vorteil von Poolmodellen weniger ins Gewicht.

*Marktmikrostruktur.* Der Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX ist konsistent mit den Empfehlungen moderner wirtschaftswissenschaftlicher Forschung zu Strommarktdesign und Auktionstheorie. Insbesondere besitzt die von der EEX eingesetzte Einheitspreisauktion im Vergleich zu anderen diskutierten Preisbildungsverfahren eine Reihe gut dokumentierter Vorteile. Dazu gehören hohe Transparenz, eindeutiger Referenzpreis, gleiche Preise für alle Marktteilnehmer, keine relativen Vorteile durch

Informationsvorsprünge oder Marktmachtausübung und selbst-korrigierende Wettbewerbsanreize. Bei hinreichend wettbewerblichem Verhalten führt die Einheitspreisauktion zu vollständiger Effizienz (kurzfristig effizienter Kraftwerkseinsatz und langfristig effiziente Investitionen) und geringstmöglichen Strommarktpreisen. Bei Marktmacht führt kein anderes Preisbildungsverfahren systematisch zu geringeren Stromaushgaben oder höherer Produktionseffizienz.

Die Einheitspreisauktion ist aufgrund ihrer vorteilhaften Eigenschaften die in allen liberalisierten Strommärkten dominierende Preisfindungsregel. In Europa hat sich lediglich Großbritannien gegen die Einheitspreisauktion entschieden, mit allenfalls gemischtem Erfolg. Das Fehlen eines Referenzpreises und die vermutlich damit einhergehende mangelnde Liquidität an der Strommarktbörse, die Anreize für strategisches Bieten auch in kompetitiven Strommärkten, und die sich selbst-verstärkenden Anreize zur Marktmachtausübung wirken sich tendenziell negativ auf die Markteffizienz aus. Andere Marktgebiete, wie zum Beispiel Kalifornien, haben sich nach theoretischer Diskussion und Auswertung praktischer Erfahrungen gegen die Pay-as-bid Auktion entschieden.

Änderungen in den Details des Preisbildungsverfahrens müssen sorgfältig abgewogen werden, da zuweilen bereits kleine Regeländerungen große Anreizwirkungen auslösen können. Wir empfehlen der EEX ohne Abstriche, die bisherige Preisregel bei der Stromauktion beizubehalten. Insbesondere warnen wir vor direkten Eingriffen in die Preisbildung sowie vor indirekten Eingriffen, etwa durch eine Beschneidung der Bietflexibilität. Bei dezentralem Wettbewerb und Arbitragegeschäften kann es durch eine Änderung der Regeln der Stromauktion nicht gelingen, den für Strom einheitlichen Preis unter die Kosten der letzten (teuersten) produzierten Stromeinheit zu drücken. Insbesondere verhindern fundamentale ökonomische Prinzipien, dass an Durchschnittskosten orientierte Preisobergrenzen, eine Andienungspflicht oder ähnliche Eingriffe und Beschränkungen bei der Preisfindung zu einer systematischen und nachhaltigen Reduktion der Stromaushgaben führen können. Dies gilt gleichermaßen für börsenorientierte Strommärkte mit und ohne Marktmacht. Die Konsequenz ist jedoch nicht, dass Marktinstitutionen und -regeln irrelevant sind; doch während direkte Eingriffe in die Preisbildung der Stromauktion mehr schaden als nützen, kann Marktmachtausübung durch die koordinierte Verknüpfung der Stromauktion mit interdependenten Strommärkten systematisch diszipliniert werden (siehe unten).

Neben der Beibehaltung der Preisregel empfehlen wir eine Überprüfung, in wie weit die Gebotsformate nutzbringend für die Marktteilnehmer über die bestehenden Regeln hinaus flexibilisiert werden können. Zum Beispiel können ‚konditionale‘ und ‚flexible‘ Gebote, wie sie im NordPool zur Anwendung kommen, sowie negative Preisgebote die strategische Komplexität der

Marktteilnehmer reduzieren und den Komplementaritäten in der Stromerzeugung besser gerecht werden. Wenn diese und ähnliche Vorschläge bezüglich einer weiter gehenden Flexibilisierung der Gebotsformate Unterstützung bei den Marktteilnehmern finden, können sowohl residuale kurzfristige als auch langfristige Effizienzpotenziale der Stromerzeugung gehoben werden, und damit Preise tendenziell gedämpft werden. Dies gilt umso mehr, als die Liquidität und Bedeutung des börslichen Handels im Zuge der Market Coupling Bemühungen steigen dürfte, und dadurch der Bietflexibilität eine wichtigere Rolle für die Kosteneffizienz zukommt. Wettbewerbliche oder strategische Nachteile sind zumindest bei den oben spezifizierten Vorschlägen nicht zu befürchten.

*Marktverknüpfung.* Die europäischen Börsenmärkte sind durch die einheitliche Wahl des Börsenmodells in ihrer Makrostruktur weitgehend identisch. Auch in der Mikrostruktur gibt es weitgehende Ähnlichkeiten bei Preisregel, Gebotsformaten und Timing sowie Verknüpfung innerbörslicher Handelsaktivitäten. Zu den bemerkenswerten Ausnahmen gehören Spanien (verzerrende und ineffiziente Anreizelemente), Großbritannien (abweichende Preisregel) und NordPool (flexiblere Gebotsformate). Die institutionelle Ausgestaltung des deutschen Strombörsenhandels ähnelt mit obigen Ausnahmen in den zentralen Punkten den Regelwerken der anderen Handelsplattformen. Die größten Unterschiede und die größte Dynamik liegen in dem Grad der internationalen Koordination und grenzüberschreitenden Kopplung der Strommärkte. Auch die EEX engagiert sich, Market Coupling mit dem NordPool, sowie den Niederlanden, Belgien und Frankreich zu realisieren. Anders als Änderungen in der Marktmakro- oder -mikrostruktur sind diese Koordinationsbemühungen in vielerlei Hinsicht besonders geeignet, Strommärkte auf ein robusteres Fundament zu stellen. Market Coupling erlaubt die effiziente Koordination von Erzeugung, Übertragung und Regelernergie, die andernfalls (durch ‚explizite‘ Mechanismen) nur ineffizient gelingen kann. Effizientes Engpassmanagement führt gleichermaßen zu größeren relevanten Märkten, da Marktmachtausübung stärker durch grenzüberschreitenden Stromaustausch diszipliniert werden kann. Beide Effekte des Market Coupling haben das Potenzial, Kosten und Preise signifikant zu reduzieren und den Wettbewerb signifikant zu erhöhen. Zugleich führt Market Coupling gewissermaßen automatisch zu mehr Transparenz und Fairness im Wettbewerb, da die für Wettbewerb relevanten Informationen über Knappheiten und relative Preise in den verschiedenen interdependenten Märkten ebenfalls gekoppelt werden, und synchronisiert mit dem Stromhandel von allen Marktteilnehmern gleichermaßen berücksichtigt werden können. Wir empfehlen daher nachdrücklich, auch angesichts der bisherigen sehr ermutigenden Ergebnisse, die Kopplung der Stromauktionen als wettbewerbskonformes Instrument zur Koordination von Teilmärkten, Disziplinierung von Marktmacht und Erhöhung der Transparenz weiter zu entwickeln.



In weiteren Schritten scheint eine Kopplung des Intraday-Handels und der Märkte für Regelenergie viel versprechend, sowie darüber hinaus möglicherweise auch Entwicklungen hin zu Market Splitting und Nodal Pricing. Die Grenzen dieser zusätzlichen Entwicklungen werden durch die hohen komplexen Anforderungen an Marktteilnehmer und Plattformbetreiber gesetzt, die mit einer stärkeren Marktverknüpfung schnell wachsen.

Das Beispiel Market Coupling zeigt, dass die Marktarchitektur nicht zuletzt aufgrund der technischen und ökonomischen Besonderheiten des Strommarktes aktive Designanstrengungen erfordert. Market Coupling erlaubt die Optimierung aller Handelsaktivitäten in der kurzen Frist. Es erscheint zunehmend Konsens unter Energieökonomen, insbesondere in den USA, dass die Einführung eines (geeigneten) Kapazitätsmarktes die Optimierung der Handelsaktivitäten in der langen Frist erleichtert. Ein Kapazitätsmarkt kann komplementär zum Börsenspothandel Investitionsrisiken senken, Preisvolatilitäten reduzieren und Markteintritt fördern. Da in Europa diese Diskussion jedoch noch nicht angekommen ist, und auch nicht den Kern dieses Gutachtens betrifft, möchten wir es an dieser Stelle bei dem Hinweis belassen.

## Appendix: Ökonomische Grundlagen zur Strompreisbildung

Während die Preise im Strombörsenhandel durch das Zusammenspiel von fundamentalen, strategischen, und institutionellen Faktoren entstehen, gibt es eine Reihe von Beobachtungen, die generell für wettbewerblich organisierte Stromgroßhandelsmärkte Gültigkeit besitzen, und die von den jeweiligen Details der Marktstruktur und Marktregeln weitgehend unabhängig sind. Diese Grundlagen werden in diesem Kapitel beschrieben soweit sie für die Analyse der Marktregeln und für die Herausforderungen an das Marktdesign relevant sind.<sup>44</sup>

**Beobachtung 1.** *Das Angebot im Stromgroßhandel wird maßgeblich durch die Grenzkosten der Erzeugung determiniert. Diese steigen insbesondere an den Kapazitätsgrenzen stark an.*

Bei der betriebswirtschaftlichen Entscheidung, ab welchem Preis Strom angeboten wird, spielen in allen wettbewerblich organisierten Märkten die *Grenzkosten* der Produktion die zentrale Rolle. Grenzkosten sind per Definition die Kosten, die entstehen, wenn ein Anbieter eine *zusätzliche* Outputeinheit produziert. Ein Anbieter, der nicht zumindest einen Preis in Höhe der Grenzkosten erzielen kann, wird folglich auch keine zusätzliche Outputeinheit anbieten. Dies gilt sowohl in Märkten ohne jede Marktmacht als auch bei oligopolistischem Wettbewerb, wobei im letzteren Fall auch Preise gefordert werden können, die über den Grenzkosten liegen.

Zu den Grenzkosten in der Stromproduktion gehören insbesondere Brennstoffkosten und andere *variable* Produktionskosten. Zusätzlich sind auch Opportunitätskosten Grenzkostenbestandteil, die entstehen, wenn die Produktionsressourcen nicht der Verwendung mit dem höchstmöglichen Wert zugeführt werden. In Strommärkten entstehen Opportunitäten in einer Reihe interdependenter Märkte. Strom, der in Regelenenergiemärkten oder benachbarten Börsen verkauft wird, kann nicht mehr an der Stromauktion verkauft werden, so dass der Regelenenergiepreis beziehungsweise die Preise an anderen Märkten für die Preisforderung in der Stromauktion eine Rolle spielen können. Ein anderes Beispiel für Opportunitäten schafft der Emissionshandel. Handelbare Zertifikate besitzen einen Marktwert in Höhe des Zertifikatspreises. Der ‚Verbrauch‘ von Zertifikaten bei der

---

<sup>44</sup> Siehe Stoft (2002) oder Ockenfels (2007a) für zum Teil ergänzende Darstellungen.

Stromproduktion verhindert, dass die Zertifikate im Emissionshandel verkauft werden können; er verursacht daher (Grenz-) Kosten. Im Ergebnis sind Zertifikatspreise strompreisrelevant.<sup>45</sup>

Zu den wichtigsten Besonderheiten des Strommarktes gehört, dass Strom nicht (effizient und in großen Mengen) lagerbar ist. Stromerzeugung und -verbrauch muss zu jedem Zeitpunkt in Ausgleich gebracht werden, da es andernfalls zu Frequenzschwankungen im Netz mit der Folge von Stromausfällen kommen kann. Folglich muss die Stromerzeugung flexibel auf kurzfristige Schwankungen der Nachfrage und der Produktionskapazität reagieren können. Die Produktion ist daher durch einen Mix heterogener Kraftwerkstypen mit unterschiedlichen Kostenstrukturen gekennzeichnet, die diese Flexibilität widerspiegeln. Grundlastkraftwerke (zum Beispiel Kernkraftwerke) laufen die meiste Zeit im Jahr und sind durch hohe Fixkosten und niedrige Grenzkosten gekennzeichnet, während Spitzenlastkraftwerke (zum Beispiel Gasturbinen) nur bei Bedarf eingesetzt werden und vergleichsweise geringe Fixkosten, dafür aber typischerweise hohe Grenzkosten aufweisen.

Das Angebot in Strommärkten ist daher durch eine außergewöhnlich heterogene Kostenstruktur charakterisiert. Die Angebotskurve im Strommarkt ist im Grundlastbereich typischerweise flach, während sie näher an der Kapazitätsgrenze steiler verläuft. Grafik A.1 zeigt stilisiert, wie das Angebot im Strommarkt aussieht.<sup>46</sup> Bei höheren Preisen sind die Anbieter bereit, zusätzlichen Strom anzubieten. Während nämlich die Grundlast nur geringe zusätzliche Kosten erzeugt, muss die Spitzenlast bedeutend höhere Preise einfordern, um die zusätzlichen Kosten decken zu können. Insbesondere wird die Angebotskurve an der Grenze der Erzeugungskapazität typischerweise sehr steil und unelastisch. Mehr als das, was die Kapazität hergibt, kann kurzfristig nicht angeboten werden.

---

<sup>45</sup> Die Relevanz von Opportunitäten bei der Angebotsentscheidung kann auch durch ein Wasserkraftwerk illustriert werden, das aus einem kleinen Stausee gespeist wird. Produziert es für den heutigen Stromgroßhandel Strom, ist die Erzeugungskapazität für den morgigen Markt (der Opportunität) geringer. Erwartet der Anbieter morgen höhere Preise, wird er folglich heute keinen Strom produzieren, und zwar selbst dann, wenn der heutige Preis über den heutigen variablen Produktionskosten liegt. Der Anbieter wird vielmehr mindestens einen Preis fordern, der seinen Opportunitätskosten entspricht, die von den zukünftigen Preisen abhängen.

<sup>46</sup> Siehe zum Beispiel DG Competition (2007a) für eine quantitative Schätzung des Grenzkostenverlaufs der deutschen Stromerzeugung, die den qualitativen Verlauf in der Grafik bestätigt.

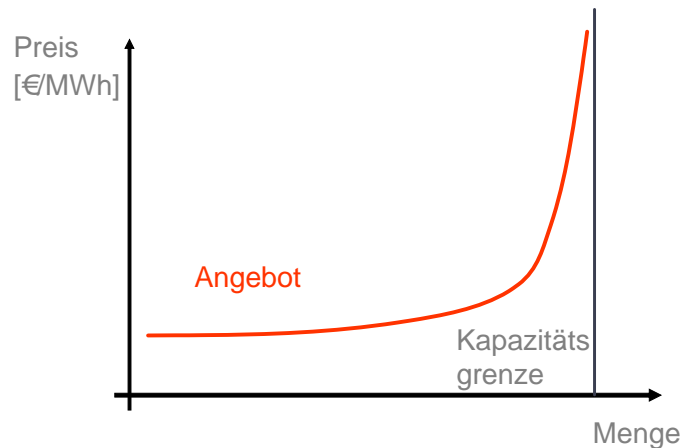


Abbildung A.1: Angebotsfunktion im Strommarkt

Zuweilen ist die Definition von Grenzkosten nicht eindeutig möglich. Dies ist in der Stromproduktion insbesondere bei Existenz so genannter „Komplementaritäten“ oder „Nichtkonvexitäten“ der Fall, die zum Beispiel durch Anfahrkosten entstehen. Anfahrkosten fallen bei jedem Neustart eines Kraftwerks an. Einerseits sind dies Kosten für das Aufheizen des Kraftwerks und die Netzsynchronisation, andererseits erhöhen die auftretenden Temperaturschwankungen den Verschleiß und damit die Wartungskosten. Diese Kosten können unter Umständen ein Mehrfaches der variablen Betriebskosten betragen.

Wenn es zum Beispiel die Erzeugung einer weiteren Stromeinheit erfordert, ein neues Kraftwerk anzufahren, so sind die Anfahrkosten offensichtlich Grenzkostenrelevant. Die Zuordnung der Anfahrkosten auf die zusätzlich produzierten Einheiten ist jedoch nicht eindeutig, so dass sowohl der Grenzkostenbegriff als auch die Bietstrategien und die erforderlichen Gebotsformate komplexer werden. Die Kosten sind dann nämlich nicht mehr allein von der produzierten Menge abhängig, sondern müssen in Abhängigkeit von ‚Erzeugungspaketen‘ definiert werden, die auch die Fahrweise der Kraftwerke spezifizieren. Theoretisch kann es durch die erhöhte Komplexität zur Nichtexistenz von Markträumungspreisen, Verlustrisiken auf Seiten der Anbieter und Ineffizienz im Kraftwerkseinsatz kommen. Kapitel 4.2 hat dafür Beispiele entwickelt und Konsequenzen für das Marktdesign und die Gebotsformate aufgezeigt.

Wäre Strom kostenlos oder vergleichsweise günstig lagerbar, würde man ihn ausschließlich mit der Produktionstechnologie erzeugen, die die geringsten Durchschnittskosten aufweist, und dann je nach Bedarf aus dem Lager abrufen. In diesem Fall verlief die Angebotskurve (nahezu) horizontal, so wie es in vielen anderen wettbewerblichen Industrien typischerweise der Fall ist, und so dass viele der Komplexitäten des Stromhandels und im Marktdesign, von denen in diesem Gutachten

die Rede ist, vermieden werden könnten. Dazu gehören etwa die komplexe Verknüpfung interdependenter Märkte (Kapitel 4.5), die Berücksichtigung von Anfahrtkosten und anderen Komplementaritäten in der Kostenstruktur (Kapitel 4.2), die Ergänzung des Strombörsenhandels durch einen Regelenenergiemarkt (Kapitel 4.5), und die potenziell erhöhten Anreize zur Marktmachtausübung nahe an den Kapazitätsgrenzen (Kapitel 4.1).

**Beobachtung 2.** *Der Preis ergibt sich aus einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage; auf Strommärkten ist der Preis hochvolatil und zahlreichen stochastischen Einflüssen ausgesetzt.*

Wie in anderen Märkten auch, ergibt sich der Gleichgewichtspreis auf dem Strommarkt durch den Ausgleich von (gebotenem) Angebot und (gebotener) Nachfrage. Dabei können die Marktregeln beeinflussen, wie die gebotenen Angebots- und Nachfragefunktionen aussehen; dies ist Gegenstand der Kapitel 4.1 und 4.2.<sup>47</sup>

Während das Angebot vornehmlich durch Grenzkosten determiniert wird, spielen Börsenpreise zumindest bei der Haushaltsnachfrage typischerweise nur eine eingeschränkte Rolle. Da nämlich die Haushaltsnachfrage die Börsenpreise nicht sieht und stattdessen für Strom unabhängig vom Zeitpunkt des Verbrauchs einen Durchschnittspreis zahlt, reagiert sie nicht auf Preisschwankungen an der Strombörse. Der typische private Nachfrager spart denselben Geldbetrag, unabhängig davon, ob er seinen Verbrauch am Sonntagmorgen um 4 Uhr oder am Montagmorgen um 8 Uhr um eine Einheit reduziert, obwohl sich die Preise und Produktionskosten zu diesen Zeiten stark voneinander unterscheiden können.

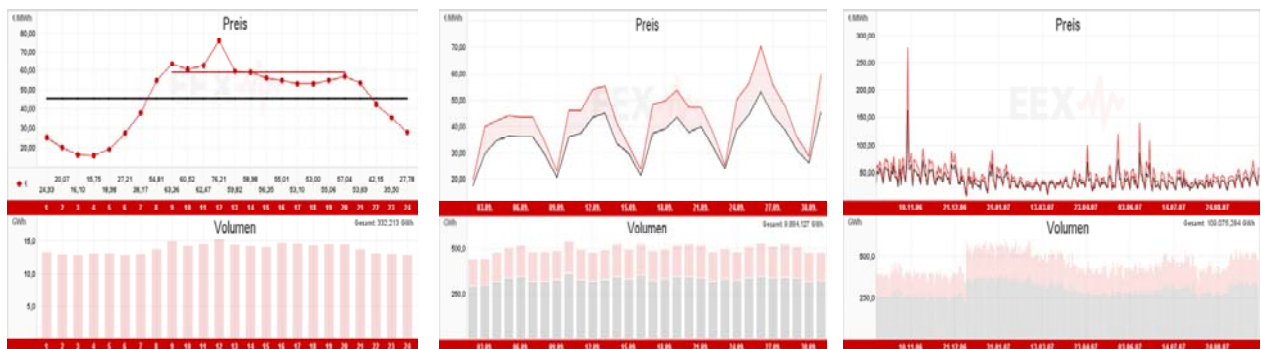
Nachfragereaktionen können jedoch bei anderen Gruppen auftreten. Industriekunden können zum Beispiel Verträge abschließen, die bei Erreichen von bestimmten Preisgrenzen vorsehen, dass die Stromversorgung reduziert oder abgeschaltet wird. Auch nutzen Stromanbieter Stromauktionen, um gegebenenfalls die über langfristige Verträge bereits verkauften Strommengen durch in der Stromauktion erworbene Strommenge zu decken, sofern die eigenen Grenzkosten der Erzeugung über dem aktuellen Strompreis liegen. Die Stromnachfrage wird folglich in börsenorientierten Märkten nicht vollkommen unelastisch sein (für die EEX, siehe Ehlers und Erdmann 2007). Auf

---

<sup>47</sup> Das Angebot kann nicht im Preis fallen und die Nachfrage kann nicht im Preis steigen, so dass der Preis das (gebotene) Angebot und die (gebotene) Nachfrage in Übereinstimmung bringen kann – unabhängig von Marktdesign und Marktstruktur – solange es einen Schnittpunkt der Kurven gibt.

der anderen Seite kann in so genannten Pool-Energiemärkten die Nachfrage von vornherein weitgehend vom aktiven Handel ausgeschlossen sein (Kapitel 3).

In jedem Fall werden an der Strombörse Angebot und Nachfrage zusammen geführt. Dabei ergibt sich ein über die Zeit hochvolatiler Markträumungspreis, der für alle Strommärkte charakteristisch ist. Grafik A.2 zeigt die Preise, die sich an der Leipziger Strombörse EEX an einem zufällig ausgewählten Tag, am 1.10.2007, in dem vorangegangenen Monat sowie in den 12 vorangegangenen Monaten ergeben haben. Die Preise schwanken innerhalb eines Tages, über die Wochen aber auch im Jahresverlauf erheblich. Preise, die gegen Mittag ein Vielfaches von dem Niveau am frühen Morgen erreicht haben, sind genauso Strommarktalltag, wie große Schwankungen während der Woche und über die Monate und Jahre.



**Abbildung A.2: Preisvolatilität (und gehandelte Volumina) an der Strombörse am 1.10.2007, in dem vorangegangenen Monat und in den vorangegangenen 12 Monaten (Quelle: EEX)**

Grafik A.3 illustriert, dass Preisvolatilität ein Gleichgewichtsphänomen auf Strommärkten ist. Preise von Null (oder, wenn es das Marktdesign erlaubt, sogar unter Null) und Preise über 1.000 Euro/MWh sind für Strombörsen kein zwingender Nachweis für mangelnde Funktionsfähigkeit des Marktdesigns oder des Wettbewerbs, sondern können auch Folge der strommarktspezifischen Komplexitäten sein, die letztlich durch die mangelnde Speicherbarkeit von Strom resultieren.

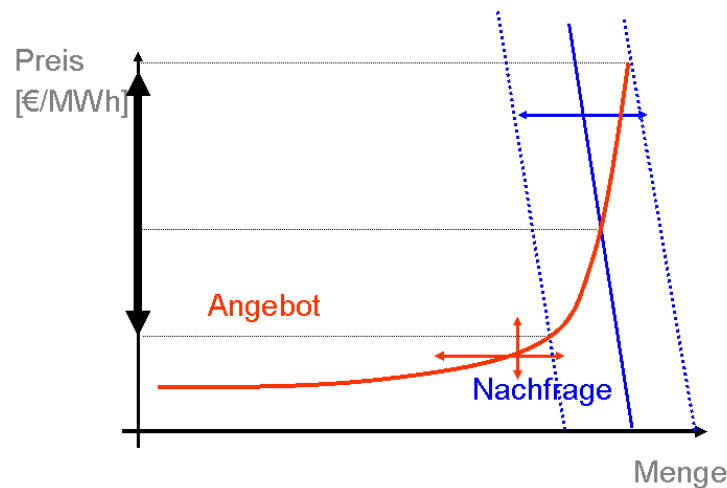


Abbildung A.3: Preisvolatilität als Gleichgewichtsphänomen

Zu den Gründen für die Preisvolatilität gehört neben den zum Teil geringen Elastizitäten von Angebot und Nachfrage, dass die Nachfrage im Tages-, Wochen- und Jahresrhythmus zum Beispiel aufgrund von Wetter- und konjunkturellen Einflüssen hochvariabel ist (die Nachfragefunktion bewegt sich in der Grafik A.3 nach links beziehungsweise rechts). Dazu kommt, dass auch das Angebot kurzfristig zum Beispiel durch Kraftwerksrevisionen, stochastische Kraftwerksausfälle, volatile Windeinspeisung und anderen Wettereinflüssen, sowie langfristig durch Kapazitätsveränderungen schwankt (die Angebotsfunktion in Grafik A.3 bewegt sich nach links beziehungsweise rechts). Schließlich sind auch die Grenzkosten der Stromerzeugung hochvolatil, da Zertifikatskosten und Brennstoffkosten ihrerseits stark variabel sind (die Angebotsfunktion bewegt sich nach oben beziehungsweise unten).

Die Preis- und Kostenvolatilität stellt das Strommarktdesign vor besonderen Herausforderungen an Koordinations-, Informations- und Reaktionsleistungen, die in fast allen Kapiteln des Gutachtens implizit oder explizit angesprochen werden.

**Beobachtung 3.** *Es kann nur einen Strompreis geben.*

Bei freiem Wettbewerb (ohne Unterbindung von Arbitragegeschäften) kann es nur einen Preis für Strom geben, da Strom ein perfekt homogenes Gut ist („Law of one price“). Eine Situation, in der Strom zu unterschiedlichen Preisen gehandelt wird, kann keine gleichgewichtige Situation sein, denn von Preisunterschieden profitieren Arbitrageure (ähnlich wie an Finanzmarktbörsen) solange,

bis diese verschwunden sind.<sup>48</sup> Diese Beobachtung zusammen mit der nachfolgenden Beobachtung über den kleinsten möglichen Strompreis hat direkte Implikationen für die Optimalität verschiedener Preisregeln in Strommarktbörsen (Kapitel 4.1).<sup>49</sup>

**Beobachtung 4.** *Der Preis kann nicht unter die zusätzlichen Kosten der teuersten produzierten Einheit fallen.*

Kein Anbieter ist bereit, eine Stromeinheit zu einem Preis zu verkaufen, der unter den zusätzlichen Kosten dieser Einheit liegt. Dies gilt offensichtlich auch für den Anbieter der teuersten produzierten Einheit. Zusammen mit Beobachtung 3 folgt, dass der Preis bei freiem Wettbewerb für alle Einheiten mindestens so hoch sein muss wie die zusätzlichen Kosten für die teuerste produzierte Einheit – unabhängig von Marktdesign und Marktstruktur.

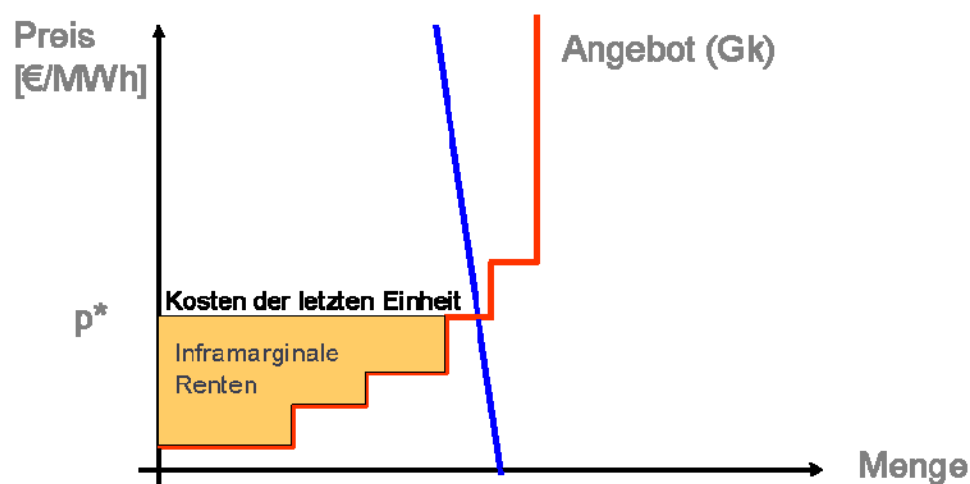


Abbildung A.4: Grenzkostenpreis ist gleich den Kosten der letzten Einheit

Grafik A.4 illustriert Beobachtung 4. Sie unterstellt einen kompetitiven Markt, so dass das Angebot den jeweiligen Grenzkosten (Gk) entspricht. Ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage ergibt sich bei einem Preis, der den zusätzlichen Kosten der teuersten produzierten Einheit entspricht, die in diesem Fall mit den Grenzkosten übereinstimmen. Alle produzierten Einheiten links von dem Schnittpunkt erhalten einen Preis, der über den jeweiligen Grenzkosten liegt. Dadurch fallen so

<sup>48</sup> In verschiedenen Regionen und zu verschiedenen Zeiten kann es natürlich, zum Beispiel aufgrund von Übertragungsengpässen, zu Preisunterschieden kommen. Strom in Italien und Strom in Deutschland, oder Strom am Sonntagmorgen und Strom am Montagmorgen sind – aus ökonomischer Sicht – unterschiedliche Güter.

<sup>49</sup> In Poolmodellen können durch den Zwang, sämtlichen Stromhandel über eine Marktplattform abzuwickeln, Arbitragegeschäfte verhindert werden und dadurch unterschiedliche Anbieterpreise durchgesetzt werden (Kapitel 4).



genannte ‚inframarginale Renten‘ an, die zur Fixkostendeckung eingesetzt werden können, die ihrerseits nicht grenzkostenrelevant und damit – unabhängig davon, ob die Fixkosten bereits abgeschrieben wurden oder nicht – in der Stromauktion nicht Angebotsrelevant sind.

**Beobachtung 5.** *Der Preis muss zuweilen über den zusätzlichen Kosten der teuersten produzierten Einheit sowie über den Durchschnittskosten der Produktion liegen.*

Wie aber können Fixkosten gedeckt werden, wenn Sie für die Preisgebote der Erzeuger an der Stromauktion irrelevant sind? Zuweilen wird implizit oder explizit unterstellt, dass sich der Preis im Strommarkt – wenn Marktmacht keine wichtige Rolle spielt – immer aus den zusätzlichen Kosten für die teuerste (‚letzte‘) produzierte Einheit ergibt. Dies ist jedoch falsch. Wäre dem so, wäre die zwingende Folge Marktversagen; kein Anbieter wäre bereit, in Kapazitäten zur Produktion der letzten Einheit zu investieren, denn die zusätzlichen Kosten der letzten Einheit liegen unter den Durchschnittskosten der letzten Einheit, da bei der Berechnung der *zusätzlichen* Kosten die fixen Kostenbestandteile ignoriert werden müssen. Kein Anbieter würde langfristig die ‚letzte‘ benötigte Einheit produzieren wollen.

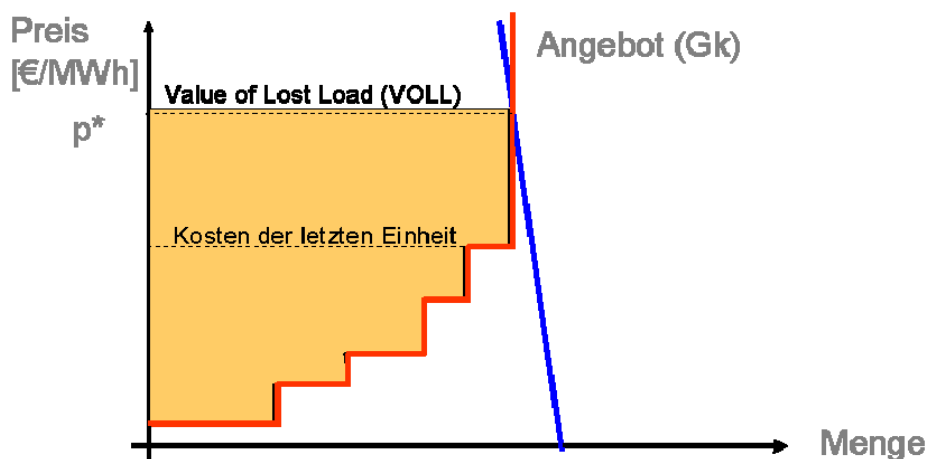


Abbildung A.5: Grenzkostenpreis liegt über den Kosten der letzten Einheit

Solange Kapazität nicht knapp wird, kann ein Strommarkt keine ausreichenden Preissignale für Investitionen in neue Kapazität liefern. Grafik A.5 zeigt, was passiert, wenn die Kapazität knapp wird. In dem Beispiel ist die Kapazität vollständig ausgereizt; es steht keine zusätzliche Kapazität zur Verfügung. Der Markträumungspreis liegt in diesem Fall über den Kosten für die letzte Einheit und wird durch die Nachfrage determiniert. Dies muss so sein, denn läge der Preis bei den Kosten

der letzten Einheit, gäbe es eine Überschussnachfrage. Der durch die Nachfrage determinierte Preis wird auch „Knappheitspreis“ genannt. Er rationiert die knappe Kapazität so, dass Nachfrage und Angebot in der Strombörse zum Ausgleich gebracht werden können. Der Knappheitspreis reflektiert damit den so genannten „Value of Lost Load.“ Dies ist der Geldbetrag, bei dem der ‚Grenzkonsument‘ kurzfristig zu einem Stromverzicht bereit wäre. Grafik A.5 illustriert, dass in solchen Knappheitssituationen der Preis über die zusätzlichen Kosten der letzten Einheit hinausgeht, so dass Anreize entstehen können, in Erzeugungskapazitäten zu investieren, die die Spitzenlasten abdecken. In einem langfristigen Gleichgewicht müssen die Spitzenlastkraftwerke mit Hilfe der Knappheitspreise ihre Vollkosten vollständig decken können.

Knappheitspreise, die weit über den Kosten der letzten Einheit liegen können, treten auch bei perfektem Wettbewerb, ohne Marktmacht, und bei freiem Marktzutritt auf. In Grafik A.5 kann unterstellt werden, dass alle Anbieter ihre Grenzkosten bieten, denn an der Kapazitätsgrenze sind die Grenzkosten undeterminiert, so dass Preise über den Kosten der letzten Einheit mit Grenzkostenpreisbildung konsistent sind.

Zeitweise hohe Preise implizieren nicht, dass Anbieter auch langfristig hohe Gewinne machen. Bei funktionsfähigem Wettbewerb und Überschusskapazitäten liegen die Preise unter dem Niveau, das die Deckung von Investitionskosten erlaubt. Dann aber müssen die Preise notwendigerweise auch zuweilen über die variablen und über die Durchschnittskosten hinausgehen, um früher oder später Investitionsanreize zu setzen.<sup>50</sup>

Die Existenz und Höhe von Knappheitspreisen und ihre Implikationen für das Marktdesign werden in Kapitel 4.3 und 4.6 angesprochen.

### **Beobachtung 6.** *Der Transport von Strom ist Netzaabhängig.*

Die Implikationen dieser trivialen Beobachtung für das Design von Strombörsen werden in Kapitel 4.5 beschrieben.

---

<sup>50</sup> Ein Preismechanismus mit ‚Nachfragegesteuerten Knappheitspreisen‘ an den Kapazitätsgrenzen findet man auch in anderen Märkten, in denen die gehandelten Produkte aus Konsumentensicht nicht oder nur eingeschränkt ‚speicherbar‘ sind. Die Grenzkosten bei Flugtickets, Hotelzimmer, Mietwagen und Muscaltickets sind, solange keine Kapazitätsengpässe auftreten, sehr niedrig, und substanziell kleiner als Vollkosten. Auch hier fluktuieren die Preise stark. Freitagnachmittag, vor Feiertagen und während Handelsmessen steigen etwa die Preise für Flugtickets steil an. Zu diesen Zeiten werden sie nicht durch die zusätzlichen Produktionskosten der letzten Einheit getrieben, sondern durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager. Diese dynamische Preissetzung, bei der Preise unter und über Durchschnittskosten fluktuieren, ermöglicht den Anbietern, ihre Vollkosten zu decken.

**Beobachtung 8.** *Strommärkte können ein erhöhtes Marktmachtpotenzial begünstigen.*

Da die Nachfrage an der Strombörse vergleichsweise unelastisch sein kann, und auch das Angebot an den Kapazitätsgrenzen unelastisch wird, kommt es zu erhöhtem Marktmachtpotenzial, wenn die Kapazitätsreserven knapp werden. Zudem macht die Preis- und Kostendynamik in Strommärkten Marktmachtmessung zu einem schwierigen Unterfangen – jedenfalls bedeutend schwieriger als in anderen Industrien (Twomey et al. 2006, Ockenfels 2007b, Stoft 2002). Zum Beispiel ist die Unterscheidung zwischen ‚gerechtfertigten‘ Knappheitspreisen und marktmachtinduzierten oligopolistischen Preisaufschlägen bei Kapazitätsknappheit diffizil, da die Preise in keinem der Fälle durch Kosten approximiert werden können. Die Konsequenzen für die institutionelle Ausgestaltung von Strombörsen zur Unterstützung von Wettbewerb werden in den Kapiteln 4.3 und 4.6 beschrieben, und in weiteren Kapiteln angesprochen.

## Literatur

- Abreu, D., D. Pearce und E. Stachetti (1985). "Optimal Cartel Equilibria with Imperfect Monitoring." *Journal of Economic Theory*, 39, 251-269.
- Allaz, B. und J.-L. Vila (1993). "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency." *Journal of Economic Theory*, 59, 1-16.
- Anandaligam, G., Day, R. und S. Raghavan (2005). "The Landscape of Electronic Market Design." *Management Science*, 51, 316-327.
- Ariely, D., Ockenfels, A., und A.E. Roth (2005). "An Experimental Analysis of Ending Rules in Internet Auctions." *RAND Journal of Economics*, 36, 790-809.
- Ausubel, L.M. und Cramton, P. (2002). "Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions.", Working Paper, University of Maryland.
- Ausubel, L.M. und P. Milgrom (2006). "The Lovely But Lonely Vickrey Auction." Chapter 1 in Peter Cramton, Yoav Shoham, und Richard Steinberg (Hrsg.), *Combinatorial Auctions*, forthcoming, MIT Press.
- Bartholomew, M. (2004). "The UK electricity market – from pool to exchange." in: Roggenkamp M. und Boisseleau F. (Hrsg.). "The regulation of power exchanges in Europe." *Energy & Law 2 Series*, 311.
- Bolle, F. (1992). "Supply Function Equilibria and the Danger of Tacit Collusion: The Case of Spot Markets for Electricity." *Energy Economics*, 14, 94-102.
- Bolle, F. (1993). "Who Profits from Futures Markets?" Ifo-Studien, 3-4, 239-256.
- Borenstein, S. (2002). "The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster." *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 191-211.
- Borenstein, S., (2005). "The Long Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing." *The Energy Journal*, 26(3), 93-116.
- Borenstein, S., J. Bushnell, und S. Stoft (2000). „The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry.” *RAND Journal of Economics*, 31(2), 294-325.
- Borenstein, S., Bushnell, J. und Wolak, F. (2002). "Measuring Market Inefficiencies in California's Wholesale Electricity Industry." *American Economic Review*, 92(5), 1376-1405.

- Bower J., und Bunn D. (2000). "Experimental analysis of the efficiency of uniform-price versus discriminatory auctions in the England and Wales electricity market." *Journal of Economic Dynamics and Control*, 25, 561-592.
- Bower J. und Bunn D. (2001). "Model-based comparison of pool and bilateral markets for electricity." *The Energy Journal*, 21(3).
- Brandts, J., Pezanis-Christou, P. und Schram, A. (forthcoming). "Competition with Forward Contracts: A Laboratory Analysis Motivated by Electricity Market Design." *Economic Journal*.
- Brunekreeft, G., S. Tveleemann (2005). "Regulation, Competition and Investment in the German Electricity Market: RegTP or REGTP." *The Energy Journal*, 26 (Sonderausgabe), 99-126.
- Bushnell, J. (2006). "Oligopoly Equilibria in Electricity Contract Markets." Working paper.
- Bushnell, J., E. Mansur, and C. Saravia (forthcoming). "Vertical Arrangements, Market Structure and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets." *American Economic Review*.
- Cramton, P. (2003). "Electricity Market Design: The Good, the Bad, and the Ugly", Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences.
- Cramton, P. (2004). "Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets." Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences.
- Cramton, P., und S. Stoft (2005). "A Capacity Market that Makes Sense." *Electricity Journal*, 18, 43-54.
- Cramton, P., und S. Stoft (2005). "Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency." *Utilities Policy*, forthcoming, 2008.
- Cramton, P., Hung-po Chao und Robert Wilson (2005). "Review of the Proposed Reserve Markets in New England." *mimeo*.
- Cramton, P. (2006). "New England's Forward Capacity Auction." *mimeo*.
- Cramton, P. und Stoft, S. (2006). "The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity." Working paper.
- Cramton P., Shoham Y. und Steinberg R. (Hrsg.) (2006). "Combinatorial Auctions." MIT Press.
- Cramton, P. und S., Stoft (2007). "Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency." Working paper.

- Cramton, P. (1995). "Money Out of Thin Air: The Nationwide Narrowband PCS Auction." *Journal of Economics and Management Strategy* 4. 267-343.
- Crampes C. und Fabra N. (2005). "The Spanish Electricity Industry: Analysis and Prospects." *The Energy Journal*, Special Issue on European Electricity Liberalisation, 127-154.
- de Vries, S. und R. Vohra. "Combinatorial Auctions: A Survey", *INFORMS Journal on Computing*, 15, 284-309.
- DG Competition (2007a). "Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005." DG Comp 26th February 2007, Prepared by London Economics in association with Global Energy Decisions.
- DG Competition (2007b). "Energy Sector Inquiry der Europäischen Kommission." (2007).  
Erhältlich unter:  
[http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector\\_inquiries/energy/#final](http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/#final)
- DG TREN (2004). "Analysis of cross-border congestion management methods for the EU internal electricity market. Studie von Frontier economics und Consentec." Schlußbericht, erhältlich unter: <http://europa.eu.int/comm/energy>.
- DG TREN (2006). "Quarterly Review of European Electricity and Gas Prices", 8, September 2006.
- EEX (2007). "Bedingungen für den Handel an der EEX." Dokumentversion 13A, Leipzig 1. Sept 2007.
- Ehlers, N. und Erdmann, G. (2007). "Kraftwerk aus, Gewinne rauf? Wird er Preis in Leipzig manipuliert?" *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57(5), 42-45.
- Ehrenmann A. und Neuhoﬀ K. (2003). "A comparison of electricity market designs in networks." CMI-Working Paper 31, CMI, MIT Electricity project.  
<http://www.econ.cam.ac.uk/electricity>.
- Ehrenmann A. und Y. Smeers (2005). "Inefficiencies in European congestion management proposals." *Utilities policies*, 13(2), 135-152.
- Ehrenmann A. und Smeers Y. (2006). "Critical Assessment of Congestion Management Solutions: Efficiency and Market Power." Paper presented at the workshop Institutional setting for the IEM: The Role and Status of Power Exchanges, Florence School of Regulation, 23 pages.
- Elmaghraby W. und Oren S. (1999). "The efficiency of multi-unit electricity auctions." *The Energy Journal*, 20(4), 89–116.

- Elmaghraby W. J., O'Neill R., Rothkopf M. und Stewart W. (2004). "Pricing and Efficiency in Lumpy Energy Markets." *The Electricity Journal*, 17(5), 54-64.
- Elmaghraby W. (2005). "Multi-unit auctions with complementarities: Issues of efficiency in electricity auctions." *European Journal of Operational Research*, 166(2), 430-448.
- Engelmann, D. und V. Grimm (2004). „Bidding Behavior in Multi-Unit Auctions - An Experimental Investigation and some Theoretical Insights.” <http://home.cerge-ei.cz/engelmann/WorkingPapers/DerExGEB.pdf>.
- European Commission EC (2005). "Fourth benchmarking report, Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market" *Communication from the Commission*, COM (2004) 863, available at <http://europa.eu.int/comm/energy>.
- Fabra, N. (2003). "Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform Versus Discriminatory." *mimeo*.
- Fabra, N. und C. Crampes (2005). "The Spanish Electricity Industry: Plus ça change...." Cambridge Working Papers in Economics, number 0502.
- Fabra, N. und J. Toro (2003). "The Fall in British Electricity Prices: Market Rules, Market Structure, or Both?" EconWPA 0309001.
- Fabra, N., von der Fehr N-H. und Harbord D. (2002). "Modeling Electricity Auctions." *The Electricity Journal*, 72-81.
- Fabra N., von der Fehr N-H. und Harbord D. (2004). "Designing electricity auctions." CSEM WP 122, University of California Energy Institute.
- Flatabø, N., Doorman G., Grande O. S., Randen H., und Wangensteen I. (2003). "Experience With the Nord Pool Design and Implementation." *IEEE Transactions on power systems*, 18(2).
- Gatzen, C., Ockenfels, A., und Peek, M. (2005). "Sind die Gesetze des Wettbewerbs auf dem Strommarkt außer Kraft gesetzt? – Analyse der Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt in Deutschland." *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 50(11), et spezial, 4-11.
- Gilbert, R. Neuhoff, K. Newbery, D. (2004). "Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks." *RAND Journal of Economics*, 35(4), 691-709.
- Grimm, V., F. Riedel, und E. Wolfstetter (2003). „Low Price Equilibrium in Multi-Unit Auctions: The GSM Spectrum Auction in Germany.” *International Journal of Industrial Organization*, 21, 1557-1569.

- Grimm, V. und G. Zoettl (2007a). "Strategic Capacity Choice under Uncertainty: The Impact of Market Structure on Investment and Welfare." Working Paper, University of Cologne.
- Grimm, V. und G. Zoettl (2007b). "Production under Uncertainty: A Characterization of Welfare Enhancing and Optimal Price Caps." Working Paper, University of Cologne.
- Guilo, F. und Rahman D. (2001). "Bidding in an Electricity Pay-As-Bid Auction." Working paper No. 2001 W5, Nuffield College, Oxford.
- Harvey, S.M. und W.W. Hogan (2000). "Nodal and zonal congestion management and the exercise of market power." Working paper.
- Hogan W. (1995). "To Pool or Not to Pool: A Distracting Debate." *Public Utility Fortnightly*. Jan 1. <http://www.pur.com/pubs/310.cfm>.
- Hogan, W. (2005a). "Electricity Restructuring: Public Purposes, Markets, and Institutional Design." *mimeo*.
- Hogan, W. (2005b). "Electricity Market Restructuring: Successful Market Design." *mimeo*.
- Hogan, W. (2005c). "On an 'Energy Only' Electricity Market for Resource Adequacy." *mimeo*.
- Hogan, W. (2007). "Acting in Time: Regulating Wholesale Electricity Markets." *mimeo*.
- Huck, S., H.-T. Normann und J. Oechssler (2000). "Does information about competitors' actions increase or decrease competition in experimental oligopoly markets?" *International Journal of Industrial Organization*, 18, 39-57.
- Hughes, J.S., und J.L. Kao (1997). "Strategic Forward Contracting and Observability." *International Journal of Industrial Organization*, 16, 121-133.
- Hunt, Sally (2002). "Making Competition Work in Electricity." Wiley.
- Ivaldi M., B. Jullien, P. Rey, P. Seabright, und J. Tirole (2003). "The Economics of Tacit Collusion - Final Report for DG Competition." European Commission.
- Jamasb, T. und M. Pollitt (2005). "Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress towards Liberalization and Integration." *Energy Journal*.
- Joskow, P. L. (2006). "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity." Working paper, MIT.
- Joskow, P. und Tirole, J. (2000). "Transmission rights and market power on electric power networks." *RAND Journal of Economics*, 31(3), 450-487.



- Joskow, P. und Tirole, J. (forthcoming). "Reliability and competitive electricity markets." *RAND Journal of Economics*.
- Kagel, J. H. und D. Levin (2001). „Behavior in Multi-unit Demand Auctions: Experiments with Uniform Price and Dynamic Auctions." *Econometrica* 69 (2), 413-454.
- Kahn, A. E., Cramton P., Porter R. H. und Tabors R. D. (2001). "Pricing in the California Power Exchange Electricity Market: Should California Switch from Uniform Pricing to Pay-as-Bid Pricing?" Blue Ribbon Panel Report, California Power Exchange.
- Kahn, A.(2001), "Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond." *Electricity Journal*, 70-79.
- Kahn, Alfred E., Peter Cramton, Robert H. Porter, und Richard D. Tabors (2002). "The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investments under Price Control Mechanisms." *The Electricity Journal*, 15(2), 37-46.
- Kittsteiner, T. und Ockenfels, A. (2006). "Market Design: A Selective Review." *Zeitschrift für Betriebswirtschaft*, Special Issue, 121-143.
- Klemperer, P. und Meyer, M. A. (1989). "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty." *Econometrica*, 57, 1243-1278.
- Klemperer, P. (2004). "Auctions: Theory and Practice." Princeton University Press.
- Le Coq, C. (2004). "Long-Term Supply Contracts and Collusion in the Electricity Market." Working Paper, Stockholm School of Economics.
- List, J. A. und D. Lucking-Reiley (2000). „Demand Reduction in Multi-Unit Auctions: Evidence from a Sportscard Field Experiment." *American Economic Review* 90(4), 961-972.
- Littlechild S. C. (2001). "Electricity: Regulatory developments around the world." Verfügbar unter: [www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/index.htm](http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/index.htm).
- Madlener R. und Kaufmann M. (2002). "Power exchanges spot market trading in Europe: theoretical considerations and empirical evidence." Verfügbar unter: <http://www.oscogen.ethz.ch>.
- Meeus, L. (2006). "Power Exchange Auction Trading Platform Design." Dissertation, KUL.
- Meus, L., K. Verhaegen und R. Belmans (2005). "Pricing in Electricity Energy Auctions with Block Orders." Working paper.
- Milgrom, P. (2004). "Putting Auction Theory to Work." Cambridge University Press.

- Müsgens, F. (2006). "Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model." *Journal of Industrial Economics*, 54 (4), 471.
- Müsgens, F. und Ockenfels, A. (2006). "Marktdesign in der Energiewirtschaft." In: Franz, W., Hesse, H., Ramser, H. J., Stadler, M. (Hrsg.): Umwelt und Energie, Wirtschaftswissenschaftliches Seminar Ottobeuren, Mohr Siebeck, Tübingen.
- Neuhoff K. und Newbery D. (2006). "Integrating energy markets: does sequencing matter?" *Utilities Policies*, forthcoming, preprint available at <http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/neuhoff>.
- Neumann, S., Sioshansi, F., Vojdani, A. und Yee, G. (2006). "How to get more response from demand response." *The Electricity Journal*, 19(8), 24-31.
- Newbery, D. (2003). "The effect of NETA on wholesale electricity prices." Working Paper 59854, Department of Applied Economics, Cambridge, UK.
- Newbery, D. (2004). "Electricity Liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design."
- Newbery D. (2005). "Refining Market Design." Paper presented at the Conference Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables in Brüssel. Verfügbar unter: <http://www.sessa.eu.com>.
- Newbery, D. (2006a). "Market Design." *mimeo*.
- Newbery, D. (2006b). "Electricity pricing, the ETS, and market power in the gas market." Vortrag am Max Planck Institut Bonn.
- Ockenfels, A., und Roth, A. E. (2002): "The Timing of Bids in Internet Auctions: Market Design, Bidder Behavior, and Artificial Agents." *Artificial Intelligence Magazine*, 23 (3), 79-87.
- Ockenfels, A. und Roth, A. E. (2006): "Late and Multiple Bidding in Second Price Internet Auctions: Theory and Evidence Concerning Different Rules for Ending an Auction." *Games and Economic Behavior*, 55, 297–320.
- Ockenfels, Axel (2007a). "Strombörse und Marktmacht." Studie für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig Holstein. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57(5), 44-58.

- Ockenfels, Axel (2007b). "Marktmachtmessung im deutschen Strommarkt in Theorie und Praxis: Kritische Anmerkungen zur London Economics-Studie." Studie im Auftrag der RWE AG. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57(9), 12-29.
- O'Neill, R.P., P.M. Sotkiewicz, B.F. Hobbs, M.H. Rothkopf und W.R. Stewart, Jr (2005). "Efficient Market-Clearing Prices in Markets with Nonconvexities". *European J. Operational Research*. 164.1, 269 - 285.
- Park S. und Rothkopf M. H. (2005). "Auctions with bidder-determined allowable combinations." *European Journal of Operational Research*, 161(2), 399-415.
- Peek, M. (2005). "Strompreisentwicklung am deutschen Großhandelsmarkt – Der Einfluss von Fundamentalfaktoren." *Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb – emw*, 5, 31-37
- Pekec, A. und Rothkopf M. H. (2004). "Noncomputational Approaches to Mitigating Computational Problems in Combinatorial Auctions." In: Cramton P., Shoham Y., Steinberg R. (Hrsg.) *Combinatorial Auctions*, M.I.T. Press.
- Pérez-Arriaga I. J. und Olmos L. (2003). "A plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the European Union." Working Paper IIT, Ref. Number: IIT-03-037A, 2004, available at: <http://www.iit.upco.es>.
- Peterson S. und Augustine C. (2003). "Regulatory Failure in the California Electricity Crisis." *The Electricity Journal*, 16(7), 56-64.
- Rothkopf, M. (1999). "Daily Repetition - A Neglected Factor in the Analysis of Electricity Auctions." *Electricity Journal*, 12, Number 3, 60-70.
- Roques, F., Newbery, D. M. und Nuttall, W. J. (2006). "Generation Adequacy and Investment Incentives in Britain: from the Pool to NETA." *mimeo*.
- Sannikov, Y. und Andrzej Skrzypacz (2007) "Impossibility of Collusion under Imperfect Monitoring with Flexible Production", *American Economic Review* 97(5), 1794-1823.
- Schwarz, H.-G. und Lang, C. (2006). "The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both?" IWE Working Paper Nr. 02 2006.
- Sheffrin, A. (2002). "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index." *mimeo*.
- Sioshansi, F. P. (2006). "Electricity Market Reform: What have we learned? What have we gained?" *The Electricity Journal*, 19(9), 70-83.

- Sioshansi, F. P., und Pfaffenberger, W. (2006). "Electricity Market Reform: An International Perspective." Elsevier.
- Stoft, S. (2002). "Power System Economics." IEEE Press.
- Symeonides, G., (2003). "In which industries is collusion more likely? Evidence from the UK." *Journal of Industrial Economics*, 51, 45-74.
- Twomey, P., Green, R. Neuhoff, K. und Newberry, D. (2006). "A Review of the Monitoring of Market Power." Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504.
- UCTE (2007). UCTE System Adequacy Forecast. Report.
- van Damme, E. (2005). "Liberalizing the Dutch Electricity Market 1998-2004." *The Energy Journal*, 26, Sonderausgabe.
- Ventosa M., Baillo A., Ramos A. und Rivier M. (2005). "Electricity market modelling trends." *Energy Policy*, 33, 897-913.
- von der Fehr, N., Amundsen, E. und Bergman, L. (2004). "The Nordic Market: Signs of Stress?" *SESSA Conference Refining Market Design*, Cambridge, 13-15.
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (2006), "Gibt es strategisches Verhalten auf dem Strom-Spotmarkt?", *VIK-Mitteilungen*, 6, 128-131.
- Wawer, T. (2007). "Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im Deutschen Übertragungsnetz." *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 31(2), 109-116.
- White & Case und NERA (2007). "Verbesserung der Transparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt aus ökonomischer sowie energie- und kapitalmarktrechtlicher Sicht." Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Arbeit.
- Wilson R. (2001). "Architecture of Power Markets." *Econometrica*, 70(4), 1299-1340.
- Wolak F. (2000). "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market." Working Paper, Stanford University.
- Wolak, Frank (2004). "Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring." University of California Energy Institute, Working paper CSEM WP 134.
- Wolfram, C. D. (1998). "Strategic Bidding in a multiunit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales." *RAND Journal of Economics*, 29(4), 703-725.

Zachmann, G. (2005). "Convergence of Wholesale Electricity Prices in Europe? -A Time Series Analysis of Hourly Spot Prices." 7th IAEE European Energy Conference Bergen, August 28–30th, 2005.