

Veronika Grimm, Axel Ockenfels, Gregor Zoettl

# Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX\*

## Abstract

Dieser Beitrag beschäftigt sich mit dem Design von Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte in einer börsenbasierten Marktstruktur. Wir analysieren verschiedene Preisregeln, die in Stromauktionen zur Anwendung kommen können und zeigen, dass der Einheitspreismechanismus im Vergleich zu alternativen Mechanismen eine Reihe von Vorteilen besitzt. Wir diskutieren dann, inwieweit in Stromauktionen komplementäre Kostenbestandteile durch spezielle Gebotsformate berücksichtigt werden sollten. Der Beitrag beschäftigt sich außerdem mit den Auswirkungen von Preis- und Gebotsgrenzen an der Strombörse und mit verschiedenen Rahmenbedingungen des Stromhandels. Dazu gehören die Verknüpfung der im Börsensystem unabhängig operierenden Märkte für Strom, Regelernergie und Übertragungsleistungen, die Verknüpfung verschiedener nationaler Börsen, sowie die Transparenz des Strommarktes.

This paper studies the design of power exchanges in liberalized electricity markets. We analyze several pricing rules for day ahead trading and show that a uniform price mechanism has quite desirable properties as compared to its alternatives. We then discuss how the particular cost structure of electricity generation can be accounted for by appropriate bid formats. We moreover analyze the effects of bid caps and price floors in electricity auctions on market performance, as well as several other aspects of electricity market design. In particular, we discuss linkage of independently operating markets for electricity, reserve energy and transmission capacities, coupling of national power exchanges, and the effects of transparency on the outcome of electricity markets.

## 1. Einführung

Die Preisfindung im Strombörsenhandel steht angesichts steigender Preise im Blickpunkt der Öffentlichkeit. Die Gründe für hohe Erzeugerpreise können in *fundamentalen Faktoren* liegen (wie hohen Produktionskosten, Kapazitätsknappheiten, starker Nachfrage, umweltpolitischen Eingriffe etc.), in einer unbefriedigenden *Marktstruktur* mit oligopolistischen Preisauflagen, sowie schließlich in den *Marktregeln*, wenn sie nicht optimal die Preisfindung und den Wettbewerb unter-

stützen. In diesem Beitrag untersuchen wir den Einfluss der Marktregeln. Dabei gilt unser Augenmerk insbesondere der Ausgestaltung des Preisfindungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX („Stromauktion“).

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. Die Stromauktion ist darüber hinaus typischerweise in eine hochdynamische Marktarchitektur eingebettet, die im Rahmen europäischer Harmonisierungs- und Koordinationsanstrengungen steter Veränderung unterworfen ist. Das Strommarktdesign muss diesen Herausforderungen gerecht werden.

<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.

## Kontakt

### Veronika Grimm

Friedrich-Alexander-Universität  
Erlangen-Nürnberg  
Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre,  
insbesondere Wirtschaftstheorie  
Lange Gasse 20  
90403 Nürnberg  
Veronika.Grimm@wiso.uni-  
erlangen.de

\* Der Beitrag basiert auf einem Gutachten, das die Autoren im Auftrag der European Energy Exchange AG (EEX) angefertigt haben (siehe <http://www.eex.com/de/document/31454>). Wir danken Michael Bartels, Andreas Ehrenmann und Oliver Maibaum für anregende Diskussionen und Julian Conrads und Marcel Östreich für die Unterstützung bei Rechercharbeiten.

Für die Organisation der zentralen Handelsplattformen haben sich im Zuge des weltweiten Liberalisierungsprozesses 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. Der zentralisiert organisierte Stromhandel im Poolmodell ahmt die ursprünglich vertikal integrierten und strikt regulierten Marktarchitekturen der Prä-Liberalisierungszeit weitgehend nach und erlaubt eine gute Koordination der verschiedenen Teilbereiche des Strommarktes. Oft wird als Argument für Poolmodelle angeführt, dass eine umfassende simultane Optimierung von Erzeugung, Übertragung und Regelleistung zwingend notwendig sei, um den zahlreichen Interdependenzen und technischen Restriktionen im Strommarkt Rechnung zu tragen. Börsenmodelle hingegen 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 Regelleistung statt. Die Stromerzeuger planen eigenständig den Kraftwerkeinsatz 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. Die Teilnahme an der Börse ist in der Regel nicht verpflichtend, so dass Stromhandel auch „an der Börse vorbei“ möglich ist.

Dieser Beitrag konzentriert sich auf die Anforderungen an das Auktionsdesign in einer börsenbasierten Marktstruktur.<sup>2</sup> In Abschnitt 2 beschäftigen wir uns zunächst mit den Preisregeln, die in Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte angewendet werden. Wir analysieren den häufig 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 Abschnitt 3 die zentrale Rolle, in dem verschiedene Möglich-

keiten zur Ausgestaltung der Gebotsformate diskutiert werden. Die Rolle von Preis- und Gebotsgrenzen an der Strombörse und ihre Auswirkungen auf den Stromhandel werden in Abschnitt 4 diskutiert. In Abschnitt 5 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, Regelleistung und Übertragungsleistungen wird in Abschnitt 6 angesprochen. In Abschnitt 7 beschreiben wir knapp die Herausforderung an Strommärkte, auch effiziente Investitionsanreize zu liefern. Abschließend befassen wir uns in Abschnitt 8 mit einigen Aspekten der Transparenz in den Stromauktionen aus Sicht des Marktdesigns.

## 2 Preisbildungsregeln

Die meisten Stromspotauktionen operieren in Form einer geschlossenen Auktion.<sup>3</sup> In geschlossenen Auktionen gibt es nur eine Bietrunde; die Auktionsteilnehmer erhalten also innerhalb einer Auktion kein Feedback über das Bieterverhalten 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 Biestrategien 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 Komplexitätsreduk-

tion 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 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.

### 2.1 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 (Abschnitt 2.3).

Ist der Strommarkt dagegen nicht hinreichend kompetitiv, können Einheitspreisauktionen Spielräume für Kapazitäts-

<sup>2</sup> Wir werden jedoch an einigen Stellen zentrale Unterschiede von Börsen- und Poolmodell kommentieren.

<sup>3</sup> Es gibt in verschiedenen Ländern auch fortlaufenden Börsenhandel vor und auch nach der Day Ahead-Auktion. Wir konzentrieren uns hier jedoch auf die zentrale Auktion für Stundenkontrakte.

zurückhaltung 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>4</sup> Marktmachtausübung durch Kapazitätszurückhaltung kann die Stromkosten erhöhen und die produktive Effizienz beeinträchtigen.<sup>5</sup> 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. 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.

4 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. Nachfragebeziehungsweise Angebotsreduktion wurde etwa in elektronischen Spektrum-Auktionen in Deutschland (Grimm, Riedel und Wolfstetter 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, Engelman und Grimm 2008) und im Feld (List und Lucking-Reiley 2000) offenbart die Mechanismen.

5 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 Anbieter aus der Vereinbarung ausschert und seine Angebotsmenge ausweitet, erhielten 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 Kraftwerktypen und Kostenstrukturen, Händler unterscheiden sich in ihren Handelszielen, und Terminmarkt- und andere Arbitragegeschäfte in den interdependenten Märkten unterlaufen oft Kollusionsanreize.

zient 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 Kraftwerkeinsatz (vgl. Ockenfels 2007a für eine detaillierte Behandlung im Strommarktcontext).

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 „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 zur 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 „Anbietergröße“ 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>6</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 geringeren Preisen (Bolle 1993). Auch die Nachfrageelastizität ist in Day Ahead-Märkten geringer, so dass bei Marktmachtausübung ohne Terminmärkte mit höheren Preisen gerechnet werden kann. Solche theoretischen Überlegungen werden durch empirische Feldforschung (Bushnell, Mansur und Saravia, forthcoming, Wolak 2000), Erfahrungen aus der Krise in Kalifornien (zum Beispiel Borenstein, Bushnell und Stoff 2002), sowie Evidenz von kontrollierten Laborexperimenten (Brandts, Pezanis-Christou und Schramm, forthcoming) unterstützt, die nahe legen, dass Terminmärkte Preise signifikant reduzieren und

6 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.

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. Dazu kommt natürlich noch der wohlfahrtssteigernde Effekt von Termingeschäften durch Risikohedging.

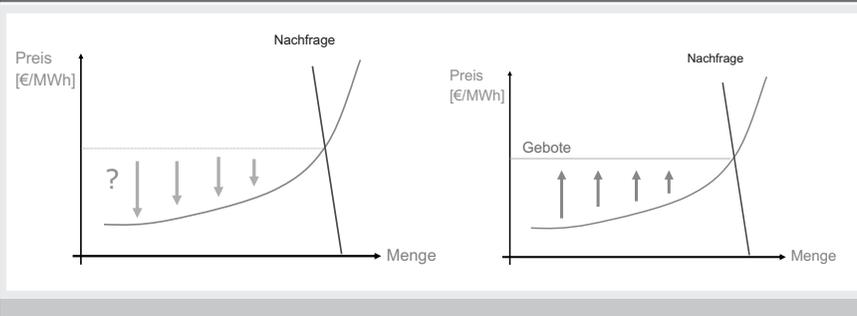
## 2.2 Pay-as-bid Auktion

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, führt zu Änderungswünschen. Eine typische Idee, die in unterschiedlichen Formen kommuniziert wird, ist, dass man den Anbietern nicht mehr bezahlen sollte 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 Abbildung illustriert.

Die Abbildung 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 Preisfor-

Abb. 1 | Pay-as-bid Auktion



derung liegt. Die Pfeile in der linken Abbildung 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.

## 2.3 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 Stromausgaben 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 2008).

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 produzie-

ren 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, wenn die eigenen Grenzkosten bekannt sind. 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 Stoff 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 Kapazitätzurückhaltung „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>7</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.

Zusammenfassend gilt, dass die Einheitspreisauktion zu Recht in fast allen liberalisierten Märkten der dominante Preismechanismus ist.

## 2.4 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 Komplementäri-

täten 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 Kapazitätzurückhaltung 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 teil-

<sup>7</sup> In Großbritannien wurde eine offene Auktion implementiert, so dass das Problem in den Hintergrund rückte. Die damit zusammenhängenden Schwierigkeiten diskutieren wir in Grimm, Ockenfels und Zöttl (2008).

genommen 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 Stromausgaben) 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. 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. Während das Dispatch immer effizient ist, kann die Vickrey-Auktion daher insbesondere bei Existenz von Marktmacht zu vergleichsweise hohen Stromausgaben 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 dämmt jedoch die negativen Auswirkungen durch geringen Wettbewerb in der kurzen und langen Frist signifikant ein.

### 3. 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, 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>8</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 €/MWh, so dass er über beide Stunden hinweg gerade auch die Anfahrkosten decken kann (200 MW x 15 €/MWh x 2h = 6T€). 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 200MW 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. Auch im Fall von Nichtexistenzen existieren Gleich-

<sup>8</sup> Anfahrkosten können gegebenenfalls auch von dem Umfang der angefahrenen Kapazität (MW) abhängen; unser Beispiel vereinfacht diesbezüglich, siehe aber Stoff (2002), der komplexere Beispiele entwickelt.

gewichte, bei denen die Preise zwar nicht den Markt exakt räumen, aber bei denen tendenziell die Gleichgewichtspreise Marktträumungspreise zumindest approximieren.<sup>9</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 €/MWh 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 (im letzteren Fall würde erst ein Preis ab 50 €/MWh den Kraftwerkseinsatz profitabel machen). Oder er muss angesichts dieses Bieterisikos 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.

### 3.1 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 Strompro-

duktion 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 Millionen 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>10</sup> Diese Blockgebote sollten bestehende Komplementaritäten möglichst gut widerspiegeln, und zum Beispiel nur zusammenhängende Zeitblöcke erlauben. Falls die Bieter bessere Information 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 mittler-

weile dazu übergegangen, die Bieter selbst entscheiden zu lassen, welche Stunden sie zu Blöcken zusammenfassen.

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 verwendeten Algorithmen suchen dabei iterativ nach einer „guten“ Allokation (siehe Grimm, Ockenfels und Zöttl 2008 und Meus, Verhaegen und Belmans 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 Verfahrens reduzieren. Und drittens ist die potenziell resultierende Ineffizienz durch „zweitbeste“ Suchalgorithmen, wie sie in Strombörsen Anwendung finden, sehr gering (siehe unten).

### 3.2 Nicht-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

<sup>9</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).

<sup>10</sup> Siehe Pekec und Rothkopf (2005), Milgrom (2004) sowie Kittsteiner und Ockenfels (2006).

umfassend erlaubt sind. Zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang insbesondere das Phänomen der „Paradoxically Rejected Blocks“. Gängige Algorithmen zur Ermittlung von Allokation und Marktpreisen 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>11</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.

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. Einige Anbieter erhalten jedoch zudem Seitenzahlungen, um ihre Preisforderung zu erfüllen, wenn die Summe der stündlichen Referenzpreise beziehungsweise Nodal Prices nicht ausreicht,

11 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.

um ein Blockgebot berücksichtigen zu können.<sup>12</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>13</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 Opti-

mierungsproblem, 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.

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? Stoff (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 Meeus, Verhaegen und Belmans (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.

12 Einige Beobachter definieren Poolmodelle durch die Möglichkeit individueller Seitenzahlungen.

13 Eine Zusammenfassung findet sich bei Meeus (2006), Kapitel 8.

#### 4. 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. Tatsächlich sollte bei perfektem Wettbewerb niemals ein Price Cap unter VoLL-Preisen gesetzt werden, da andernfalls die Effizienz beeinträchtigt würde. Die Schätzungen solcher Knappheitspreise variieren stark und liegen zum Beispiel bei 2T-50 T\$/MWh (Bushnell 2005), bzw. 3T-30 T€/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 Abschnitt 7). Positive Wirkungen können letztlich nur realisiert werden, wenn es gelingt, das

Preislimit „weder zu niedrig noch zu hoch“ zu setzen.<sup>14</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 Grimm, Ockenfels und Zöttl 2008 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 des Marktes.

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, 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 dar-

aufhin 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 häufig Null Euro. 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 kürzlich eingeführte Möglichkeit negativer Preisgebote und Preise an der EEX 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. Wie wir in Abschnitt 3 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>15</sup>

<sup>14</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.

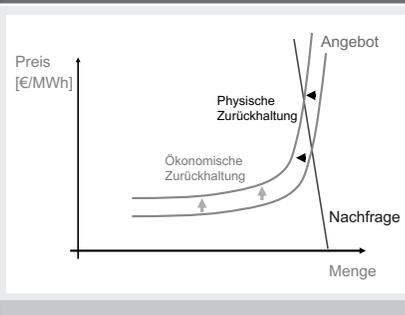
<sup>15</sup> Negative Strompreise gibt es auch in Regelerzeugungsmärkten, nämlich für negative Regelleistung, bei der gegen Geldzahlungen die Produktion gesenkt beziehungsweise die Nachfrage „künstlich“ erhöht wird.

## 5. 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 2 ergibt, innerhalb der bestehenden Marktstruktur 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). **Abbildung 2** 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>16</sup>

**Abb. 2 | 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 Kraftwer-

<sup>16</sup> Ökonomische und physische Zurückhaltung können unterschiedliche Auswirkungen auf Effizienz und für Marktmachtmessung haben.

ke 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 Abschnitt 4 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 (Abschnitt 2). Auch kann in der Regel ein Poolmodell die Marktmachtproblematik nicht entschärfen.<sup>17</sup>

Zusammenfassend folgt aus der bisherigen Analyse, 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 Abschnitt beschrieben wird, fördert dagegen den Wettbewerb und ist daher Erfolg versprechend.

## 6. Verknüpfung interdependenter Märkte

Im Strombörsenmodell ist eine wichtige Herausforderung die Verknüpfung interdependenter Märkte. Bevor der Strom den

<sup>17</sup> In Großbritannien wurde das Poolmodell gerade deshalb abgeschafft, weil Marktmacht als Problem empfunden wurde.

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 Regelleistung, 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 Übertragungsempfängen 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 (vgl. Grimm, Ockenfels und Zöttl 2008).

Die Grenzen der europäischen Marktgebiete erstrecken sich aus historischen und politischen Gründen in der Regel ent-

lang der nationalen Grenzen.<sup>18</sup> Um Strom zwischen einzelnen Marktgebieten handeln zu können, wo Übertragungs knappheiten vergleichsweise häufig auftreten, muss zurzeit in der Regel bereits vor der Räumung bei der Stromauktion 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 Übertragungsgpässe 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 jüngerer 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>19</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 Europäischen Strombörsen, die Marktkopplung zu unterstützen und weiter zu voran zu treiben, sind folglich geeignet, die Effizienz der Strombereitstellung zu erhöhen

19 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.

und Marktmacht im Stromhandel 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>20</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, 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

20 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.

18 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.

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 Einspeise- beziehungsweise 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 -stilllegung 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 Markt-machtausübung vergleichsweise wenig er-

forscht.<sup>21</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.

## 7. 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) sowie eine Reihe anderer Analysten halten (auch) für Deutschland ab 2015 Kapazitätsengpässe für möglich.

Mangelnde Investitionen können in liberalisierten Strommärkten damit zusammenhängen, 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 Er-

zeugung 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 kein Kapazitätsniveau impliziert, bei dem Engpässe und Blackouts mit Sicherheit vermieden werden. Auch bei perfektem Wettbewerb sind Kapazitätsengpässe und die damit zusammenhängenden Preisspitzen zwingend notwendig, 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 Markt-machtausübung für die notwendigen Investitionsanreize sorgen (vgl. hierzu 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 Erzeugungsempässen 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 Markt-machtpotenziale und Preisvolatilitäten und führt zu robusten Investitionsanreizen (Joskow 2006, Cramton und Stoft 2006, 2007, Ockenfels 2007a). Reichen die an der Börse erzielten Preise für effiziente Investitio-

21 Siehe jedoch Joskow und Tirole (2000), Borenstein et al. (2000) sowie Harvey und Hogan (2000).

nen 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.

## 8. 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, Regelenergie 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. Wettbewerbschädliche 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 relevanter Informationen in Form von Marktpreisen, zu 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 Markt-

teilnehmer gleichermaßen in allen vor gelagerten Märkten zur Orientierung und strategischen Planung dient. Kein Anbieter kann durch Marktchenausübung oder Informationsvorsprünge für sich Preisvorteile verschaffen; im Gegenteil führt strategische Kapazitätszurückhaltung dazu, dass der Marktchenausübende 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 Marktcham“ 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 (Abschnitt 2.2).

Ein möglicher Einwand bezüglich der Gebotsformate wäre, dass „große“ Anbieter weniger unter einer nicht-optimalen Berücksichtigung von Blockgebots 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 (Abschnitt 3). Beide Konsequenzen erscheinen unfair. Eine umfassende und vollständig effiziente Berücksichtigung von Blockgebots in der Stromauktion ist jedoch prinzipiell aufgrund der hohen Komplexität des Problems nicht möglich (Abschnitt 3). Zudem erlaubt das Börsenmodell, Komplementaritäten zum Beispiel in vor gelagerten Strommärkten zu berücksichtigen, so dass die Probleme in der Praxis klein sein dürften.

Aus bietheoretischer Sicht ist schließlich das Zusammenspiel zwischen wiederholter Interaktion in täglichen Stromauktionen und Transparenz über Kapazitäten und Verhalten der Marktteilnehmer be-

deutsam. 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 2 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 sowohl stärker kompetitives als auch stärker kooperatives Verhalten der Anbieter. Es ist also prinzipiell 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 zum einen eindeutige Prognosen inhärent schwierig sind, und weil sich zum anderen die einfacheren Modelle in vielen Situationen als nützlich und empirisch valide erwiesen haben.<sup>22</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 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),

<sup>22</sup> Zu Effekten aufgrund wiederholter Interaktion auf Strommärkten siehe Rothkopf (1999) oder Fabra (2003).

experimentelle (Huck, Normann und Oechssler 2000) und theoretische (Abreu, Pearce und Stachetti 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 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 exklusiv einer Markt Monitoring Gruppe oder Regulierungseinheit, und mit einer Zeitverzögerung auch öffentlich zugänglich gemacht werden (Twomey et al. 2006). Die zuweilen aufgestellte Forderung nach größerer Transparenz und Überwachung ist also nicht inkonsistent mit der Forderung nach nur eingeschränktem Informationsfluss vor und während der Strommarkt-auktion.<sup>23</sup>

## 9. Fazit

In diesem Beitrag diskutieren wir Implikationen moderner wirtschaftswissenschaftlicher Marktdesign-Forschung für den Preisbildungsmechanismus an Strombörsen. Die zumeist eingesetzte Einheitspreisauktion besitzt im Vergleich zu anderen diskutierten Preisbildungsverfahren eine Reihe gut dokumentierter Vorteile. Dazu gehören hohe Transparenz, ein ein-

23 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 (Abschnitt 7), die maßgeblich zukünftige Entwicklungen der Preise und Versorgungssicherheit determinieren.

deutiger 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 und robust zu geringeren Stromausgaben oder höherer Produktionseffizienz. Die Einheitspreisauktion ist somit aufgrund ihrer vorteilhaften Eigenschaften zurecht die in liberalisierten Strommärkten dominierende Preisfindungsregel.

An den meisten Europäischen Börsen haben die Bieter die Möglichkeit, (unter Beibehaltung der Einheitspreisauktion) Gebote für verschiedene Stunden zu verknüpfen. Dies kann zum Beispiel in Form von Blockgeboten geschehen oder auch durch konditionierte Gebote, wie sie im NordPool zur Anwendung kommen (vgl. Grimm, Ockenfels und Zöttl 2008 für Details). Solche Bietoptionen reduzieren die strategische Komplexität für die Marktteilnehmer und werden den Komplementaritäten in der Stromerzeugung besser gerecht. Dies gilt auch für die Möglichkeit negativer Preisgebote (Abschnitt 4), wie sie seit Anfang 2008 an der EEX möglich sind. Die flexible Gebotsausgestaltung erlaubt den Bietern generell, ihre tatsächliche Kostenstruktur besser in den Geboten zu reflektieren. Wird ein großer Anteil des Stroms an der Börse gehandelt (wie es im Zuge der Market Coupling-Bemühungen zu erwarten ist), so ist dies notwendig, um im Ergebnis Kosteneffizienz erreichen zu können.

Bei dezentralem Wettbewerb und Arbitragegeschäften kann es durch eine Änderung der Regeln der Stromauktion generell 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 Stromausgaben führen können. Dies gilt gleichermaßen für börsenorientierte Strommärkte mit und ohne Marktmacht.

Die Konsequenz ist jedoch nicht, dass Marktinstitutionen und -regeln irrelevant sind; während direkte Eingriffe in die Preisbildung der Stromauktion jedoch tendenziell mehr schaden als nützen, kann zum Beispiel Marktmachtausübung durch die institutionelle Zusammenführung nationaler Strommärkte systematisch diszipliniert werden.

„Market Coupling“ ist dabei in mehrfacher 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 Stromaus-tausch 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. Die gegenwärtigen Anstrengungen, Strommärkte grenzübergreifend zu koppeln, werden daher positive Wirkung entfalten.

## Literatur

1. Abreu, D., D. Pearce und E. Stachetti (1985). „Optimal Cartel Equilibria with Imperfect Monitoring.“ *Journal of Economic Theory*, 39, 251–269.
2. Allaz, B. und J.-L. Vila (1993). „Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency.“ *Journal of Economic Theory*, 59, 1–16.
3. Ausubel, L.M. und Cramton, P. (2002). „Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions.“, Working Paper, University of Maryland.
4. 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.
5. Bolle, F. (1993). „Who Profits from Futures Markets?“ *Ifo-Studien*, 3-4, 239–256.
6. Borenstein, S. (2002). „The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster.“ *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 191–211.

7. 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.
8. Borenstein, S., Bushnell, J. und Wolak, F. (2002). „Measuring Market Inefficiencies in California's Wholesale Electricity Industry.“ *American Economic Review*, 92(5), 1376–1405.
9. Brandts, J., Pezanis-Christou, P. und Schram, A. (forthcoming). „Competition with Forward Contracts: A Laboratory Analysis Motivated by Electricity Market Design.“ *Economic Journal*.
10. Bushnell, J., E. Mansur, und C. Saravia (forthcoming). „Vertical Arrangements, Market Structure and Competition: An Analysis of Restructured U.S. Electricity Markets.“ *American Economic Review*.
11. Cramton, P. (2004). „Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets.“ Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences.
12. Cramton, P. und Stoft, S. (2006). „The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity.“ Working paper.
13. Cramton P., Shoham Y. und Steinberg R. (Hrsg.) (2006). „Combinatorial Auctions.“ MIT Press.
14. Cramton, P. und S., Stoft (2007). „Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency.“ Working paper.
15. Cramton, P. (1995). „Money Out of Thin Air: The Nationwide Narrowband PCS Auction.“ *Journal of Economics and Management Strategy* 4. 267–343.
16. de Vries, S. und R. Vohra. „Combinatorial Auctions: A Survey“, *INFORMS Journal on Computing*, 15, 284–309.
17. 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)
18. EEX (2007). „Bedingungen für den Handel an der EEX.“ Dokumentversion 13A, Leipzig 1.Sept 2007.
19. Engelman, D. und V. Grimm (2008). „Bidding Behavior in Multi-Unit Auctions - An Experimental Investigation, *The Economic Journal*, forthcoming.
20. Fabra, N. (2003). „Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform Versus Discriminatory.“ *mimeo*.
21. Grimm, V., Ockenfels, A. Und G. Zoettl (2008). Die Europäischen Strombörsen: Ein Vergleich ausgewählter Länder. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3, 2008.
22. 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.
23. 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.
24. Grimm, V. und G. Zoettl (2007b). „Production under Uncertainty: A Characterization of Welfare Enhancing and Optimal Price Caps.“ Working Paper, University of Cologne.
25. Harvey, S.M. und W.W. Hogan (2000). „Nodal and zonal congestion management and the exercise of market power.“ Working paper.
26. 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.
27. Ivaldi M., B. Jullien, P. Rey, P. Seabright, und J. Tirole (2003). „The Economics of Tacit Collusion - Final Report for DG Competition.“ European Commission.
28. Joskow, P. L. (2006). „Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity.“ Working paper, MIT.
29. Joskow, P. und Tirole, J. (2000). „Transmission rights and market power on electric power networks.“ *RAND Journal of Economics*, 31(3), 450–487.
30. 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.
31. Kittsteiner, T. und Ockenfels, A. (2006). „Market Design: A Selective Review.“ Zeitschrift für Betriebswirtschaft, Special Issue, 121-143.
32. Klemperer, P. (2004). „Auctions: Theory and Practice.“ *Princeton University Press*.
33. Le Coq, C. (2004). „Long-Term Supply Contracts and Collusion in the Electricity Market.“ Working Paper, Stockholm School of Economics.
34. 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.
35. Meeus, L. (2006). „Power Exchange Auction Trading Platform Design.“ Dissertation, KUL.
36. Meus, L., K. Verhaegen und R. Belmans (2005). „Pricing in Electricity Energy Auctions with Block Orders.“ Working paper.
37. Milgrom, P. (2004). „Putting Auction Theory to Work.“ Cambridge University Press.
38. 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 Ottobereuren, Mohr Siebeck, Tübingen.
39. Ockenfels, A. (2007a). „Strombörse und Marktmacht.“ Studie für das Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig Holstein. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57(5), 44–58.
40. Ockenfels, A. (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.
41. 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.
42. Park S. und Rothkopf M. H. (2005). „Auctions with bidder-determined allowable combinations.“ *European Journal of Operational Research*, 161(2), 399–415.
43. 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.
44. Rothkopf, M. (1999). „Daily Repetition - A Neglected Factor in the Analysis of Electricity Auctions.“ *Electricity Journal*, 12, Number 3, 60–70.
45. Stoft, S. (2002). „Power System Economics.“ *IEEE Press*.
46. Symeonides, G., (2003). „In which industries is collusion more likely? Evidence from the UK.“ *Journal of Industrial Economics*, 51, 45–74.
47. Twomey, P., Green, R. Neuhoff, K. und Newbery, D. (2006). „A Review of the Monitoring of Market Power.“ *Cambridge Working Papers in Economics* CWPE 0504.
48. UCTE (2007). UCTE System Adequacy Forecast. Report.
49. Wawer, T. (2007). „Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im Deutschen Übertragungsnetz.“ Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31(2), 109–116.
50. 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.
51. Wolak F. (2000). „An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market.“ Working Paper, Stanford University.
52. Wolak, Frank (2004). „Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring.“ University of California Energy Institute, Working paper CSEM WP 134.
53. 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.