

Strombörse und Marktmacht

Axel Ockenfels

Strommärkte sind komplex. Die Nichtspeicherbarkeit von Strom und die hohe Volatilität von Nachfrage und Angebot sorgen für eine außergewöhnliche Preis- und Mengendynamik. Dies gilt sowohl für die kurze als auch für die lange Frist. Die Nachfrage an der Strombörse ist notorisch unelastisch, und auch das Angebot ist unelastisch, wenn die Kapazitätsreserven knapp werden. Dies führt zu erhöhtem Marktmachtpotenzial. Und schließlich greift die Politik massiv in die Kosten der Stromproduktion ein, um energie- und umweltpolitische Ziele umzusetzen, die nicht immer miteinander konsistent erscheinen. Der Artikel beschäftigt sich mit dem Einfluss von Marktmacht auf die Preisbildung an der Strombörse, ohne die anderen Faktoren zu ignorieren.

Liberalisierung in der Stromerzeugung

Seit den späten 80er Jahren gibt es in verschiedenen Ländern Anstrengungen, den Stromsektor zu liberalisieren. Die Hoffnung ist, dass Wettbewerb in der Stromerzeugung die Produktion effizienter und den Strom billiger macht. Sie hat sich jedoch größtenteils nicht erfüllt. Im Gegenteil: In einigen Ländern konnte man in Folge der Liberalisierung stark ansteigende und volatile Preise, zu wenig Investitionen, eine unzuverlässige Stromversorgung bis hin zum völligen Marktkollaps beobachten. Aufgrund der zentralen Bedeutung der Strompreise und Stromversorgung für moderne Volkswirtschaften können derlei Probleme bei Verbrauchern und Wirtschaft große Schäden anrichten. In fast allen Strommärkten wurden daher Anstrengungen unternommen, den Stromsektor zu re-regulieren und die Reformen selbst einem wiederholten Reformprozess zu unterziehen – mit wiederum teilweise enttäuschenden Ergebnissen (Fallstudien finden sich bei Sioshansi und Pfaffenberger [1] oder bei Jamasb und Pollitt [2]).

Auch in Deutschland scheinen Politik und Öffentlichkeit in den letzten Monaten Vertrauen in den Strommarkt zu verlieren. Die Rufe nach Markteingriffen und Reformen werden zunehmend lauter. Warum ist es scheinbar so schwierig, Strompreise und -märkte zu bändigen?

Der Versuch, Strommärkte mit denselben Maßstäben zu messen, wie Märkte für Autos, Zement oder Äpfel, ist zum Scheitern verurteilt und Ursache für Missverständnisse, von denen in diesem Artikel die Rede sein wird. Zwar gelten auf Strommärkten dieselben ökonomischen Gesetze wie auf anderen Märkten auch; aber die Nichtspeicherbarkeit von Strom, die unelastische volatile Nachfrage, die verschiedenen umwelt- und energiepolitischen Eingriffe, die Netzabhängigkeit und andere Charakteristika von Strommärkten können zu außergewöhnlichen Effekten führen. Das vielleicht wichtigste Phänomen von liberalisierten Strommärkten ist die hohe Preisvolatilität sowohl in der kurzen Frist als auch in der langen Frist. Im Tages-, Wochen und Jahresablauf variieren die Preise an der Strombörse typischerweise um ein Vielfaches. Preise auf Nullniveau oder auch Preise, die 1 000 % oder mehr über den variablen Produktionskosten liegen, sind nicht außergewöhnlich. In der langen Frist kann es Jahre geben, in denen Kraftwerke ihre Vollkosten nicht decken können, und dann wieder Zeiten, in denen die Preise über den Durchschnittskosten liegen. Keines dieser Phänomene ist ein zwingendes Anzeichen für Marktmacht, sondern sollte im Gegenteil auch bei „perfektem Wettbewerb“ beobachtet werden.

Überblick

Der auf einem vom schleswig-holsteinischen Wirtschaftsministerium in Auftrag gegebenen Gutachten beruhende Artikel beschäftigt sich mit Marktmacht an der Strombörse aus theoretischer und empirischer Sicht. Zudem werden Probleme und Optionen der Marktmachtmessung und -eindämmung beschrieben.

BU:

Zugleich darf die Gefahr, dass Marktmacht an Strombörsen eine signifikante Rolle spielen kann, nicht unterschätzt werden. Einige liberalisierte Strommärkte leiden oder litten unter Marktmacht. Die mangelnde Elastizität der Nachfrage gepaart mit mangelnder Angebotselastizität an den Kapazitätsgrenzen führt dazu, dass Marktmacht insbesondere in Zeiten, in denen Kapazitätsreserven knapp sind, eine signifikante Rolle für die Preisbildung besitzen kann.

Dieser Artikel beschäftigt sich mit Marktmacht an der Strombörse [3]. Er zeigt theoretisch auf, wie sich Marktmacht an der Strombörse in den Strategien der Anbieter äußert, wie Marktmacht empirisch diagnostiziert werden kann und welche Maßnahmen sinnvoll erscheinen, um Marktmachtpotenziale einzudämmen.

Marktmacht an der Strombörse

Marktmacht ist die Fähigkeit, den Preis gewinnbringend auf ein Preisniveau zu heben, das über dem Preisniveau bei „perfektem Wettbewerb“ liegt [4]. Im *perfekten Wettbewerb* verhalten sich alle Anbieter als Preisnehmer; d. h., kein Anbieter kann durch seine Produktionsentscheidung oder durch seine Preisforderung den Marktpreis beeinflussen. Perfekter Wettbewerb schließt also Marktmacht aus.

Der Begriff Marktmacht wird in der öffentlichen Wahrnehmung anders verstanden als in der Wirtschaftswissenschaft. Marktmacht in der wirtschaftswissenschaftlichen Definition besteht bereits auch bei einer lediglich marginalen Fähigkeit zur Preisbeeinflussung.

In allen Strommärkten (und in den meisten anderen Märkten) existiert nach dieser Definition Marktmacht, denn ein Strommarkt ohne Marktmacht müsste notwendigerweise aus unendlich vielen Anbietern mit jeweils minimaler Kapazität bestehen [5]. In diesem Sinne ist ein Strommarkt ohne Marktmacht eine nicht realisierbare Fiktion. Ein Strommarkt, der Marktmacht so weit diszipliniert, dass sie keine signifikanten Probleme verursacht, ist jedoch ein erstrebenswertes Ziel.

Die Strombörse

Grenzkosten spielen für die Preisbildung in Märkten und Börsen eine entscheidende Rolle. Abb. 1 zeigt stilisiert die Grenzkostenstruktur der Stromerzeugung eines „typischen“ Marktes. Jeder Balken repräsentiert ein Kraftwerk. Die Breite eines Balkens zeigt die Kapazität des entsprechenden Kraftwerks an, die Höhe die Grenzkosten. Balken derselben Farbe gehören demselben Anbieter. Die Abbildung zeigt keinen spezifischen Markt und die Farben keine spezifischen Anbieter; die Argumente in diesem Kapitel gelten generell für Strombörsen - unabhängig von der exakten Kosten- und Anbieterstruktur.

Die Balken in Abb. 1 sind nach der Höhe der Grenzkosten sortiert. Grenzkosten sind die *zusätzlichen* Kosten, die anfallen, wenn das entsprechende Kraftwerk Strom produziert [6]. Ein Anbieter ist indifferent, ob er bei einem Preis in Höhe der Grenzkosten Strom aus dem Kraftwerk produziert oder nicht. Da Fixkosten (z. B. die Kosten des Kraftwerkbaus) nicht grenzkostenrelevant sind (sie fallen nämlich unabhängig von der tatsächlich erzeugten Menge an), spielen sie in Abb. 1 keine Rolle. Variable Kosten, wie z. B. Brennstoffkosten, sind dagegen grenzkostenrelevant und determinieren maßgeblich die Struktur der Grenzkostenkurve in der Abbildung. Hinzu kommen Opportunitätskosten, die im Abschnitt „Verhaltensanalyse und Emissionshandel“ weiter unten angesprochen werden. Stößt der Markt an seine Kapazitätsgrenze, wachsen die Grenzkosten gewissermaßen über alle Grenzen, da eine weitere Stromeinheit nicht mehr produziert werden kann. Dies erklärt, warum die Grenzkostenkurve rechts vom „letzten“ verfügbaren Kraftwerk vertikal verläuft. In diesem Bereich ist jeder Preis mit Grenzkostenpreisbildung vereinbar, solange er über den zusätzlichen Kosten der letzten Einheit liegt.

Abb. 1 reflektiert, dass Strommärkte durch einen komplexen Kraftwerkspark charakterisiert sind. Es gibt Kraftwerke mit geringen variablen, aber hohen Fixkosten zur Deckung der Grundlast, sowie Kraftwerke mit hohen variablen und relativ geringen Fixkosten zur Deckung der Spitzenlast. Die Grenzkostenkurve verläuft zunächst vergleichsweise flach und steigt dann nahe an den Kapazitätsgrenzen steiler an, bis sie schließlich - wenn keine Kapazitätsreserven mehr verfügbar sind - vertikal wird. Diese Form der Grenzkostenkurve ist der Flexibilität der Stromerzeugung geschuldet, die bei effizienter Produktion verschiedene Kraftwerkstypen erfordert. Flexibilität ist notwendig, da Lagerhaltung beziehungsweise Speicherung von Strom zu vernünftigen Kosten nicht möglich ist und Angebot und Nachfrage in real-time ausbalanciert werden müssen. Wäre Strom effizient speicherbar, so wie es für viele andere Produkte der Fall ist, würde er lediglich mit der Technologie produziert werden, die die geringsten Durchschnittskosten aufweist. Dann würde die Grenzkostenkurve nahezu horizontal verlaufen. Fast alle Probleme, die auf Strommärkten auftreten und die in diesem Artikel angesprochen werden (hohe Preise, hohe Preisvolatilität, hohes Marktmachtpotenzial, Komplexitäten und Unsicherheiten bei Investitionsentscheidungen etc.), wären hinfällig.

Bei perfektem Wettbewerb agieren die Anbieter als Preisnehmer. In diesem Fall werden sie genau mit den Kraftwerken Strom pro-

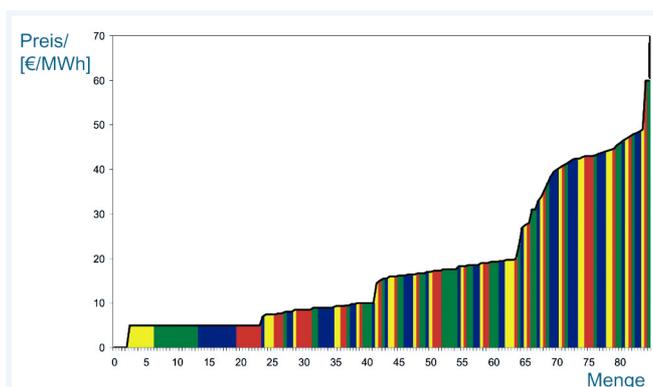


Abb. 1 Grenzkosten der Stromerzeugung

duzieren, bei denen der Preis über den Grenzkosten liegt. Kraftwerke, bei denen die Grenzkosten über dem Preis liegen, produzieren keinen Strom, weil der Erlös nicht die *zusätzlichen* Kosten der Stromerzeugung deckt. Bei Anbietern mit Marktmacht gilt dieser einfache Zusammenhang nicht mehr; sie halten möglicherweise auch dann ein Kraftwerk zurück, wenn der Preis über den Grenzkosten liegt. Die genauen Mechanismen der Marktmachtausübung hängen von der Funktionsweise der Strombörse ab, die im Folgenden knapp skizziert wird.

An der Strombörse muss jeder Anbieter für jede Stunde des folgenden Tages individuelle Angebotsfunktionen abgeben, auf der man die Menge ablesen kann, die bei einem gegebenen Preis angeboten wird [7]. Die Strombörse sortiert alle Preisforderungen ihrer Höhe nach. Das Ergebnis ist eine aggregierte Angebotsfunktion. Abb. 1 zeigt eine solche aggregierte Angebotsfunktion unter der Annahme, dass alle Anbieter für alle zur Verfügung stehenden Kraftwerke Grenzkosten bieten (was bei Marktmacht nicht der Fall ist). Ganz analog geht die Strombörse für die Nachfrage vor, und berechnet aus den individuellen Stromnachfragefunktionen eine aggregierte Nachfragefunktion. Der Gleichgewichtspreis räumt den Markt; er ergibt sich aus dem Schnittpunkt von aggregierter Angebotsfunktion und aggregierter Nachfragefunktion.

In Abb. 2 wird unterstellt, dass die Nachfrage vollkommen unelastisch (also vertikal) bei der Menge 62 ist. (Tatsächlich ist die Nachfrage auf Strommärkten notorisch unelastisch, wenn auch nicht vollkommen unelastisch.) Bieten alle Anbieter ihre Grenzkosten, ergibt

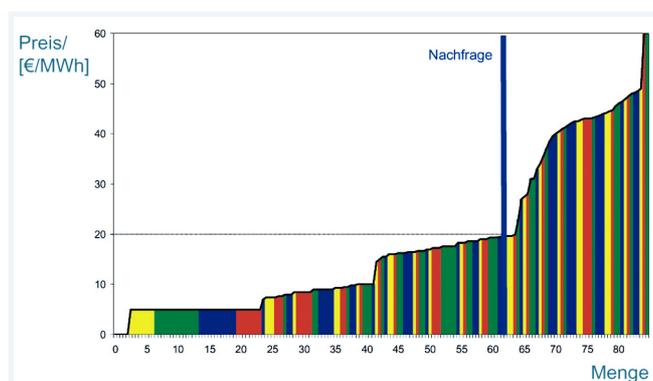


Abb. 2 Marktgleichgewicht

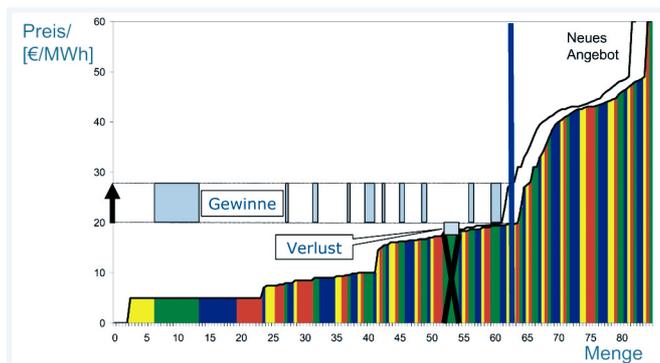


Abb. 3 Beispiel für zusätzliche Verluste und zusätzliche Gewinne bei Zurückhaltung

sich als Gleichgewichtspreis 20. Der Preis ist gerade hoch genug, um genügend Anbieter zur Deckung der Nachfrage zu bewegen. D. h., er wird durch die Grenzkosten des bezüglich der Grenzkosten teuersten eingesetzten Kraftwerks (dem sog. *Grenzkraftwerk*) determiniert. Wäre der Preis kleiner, würde zumindest das Grenzkraftwerk keinen Strom produzieren und somit die Nachfrage nicht gedeckt werden können.

Der Strompreis ist für alle Marktteilnehmer identisch. Alle Anbieter, die Preisforderungen kleiner oder gleich dem Marktäumungspreis geboten haben, produzieren Strom zum Marktäumungspreis, und alle Nachfrager, die einen Preis gleich oder über dem Marktäumungspreis zu zahlen bereit sind, erhalten Strom zum Marktäumungspreis.

Ausübung von Marktmacht

Die Fähigkeit zur Preisbeeinflussung stellt kein Problem dar, solange Marktmacht nicht auch ausgeübt wird. In diesem Kapitel wird erläutert, durch welche Strategien sich Marktmacht an Strombörsen materialisiert.

Anbieter auf Strombörsen können Preise durch ökonomische oder physische Kapazitätszurückhaltung beeinflussen. Bei ökonomischer Kapazitätszurückhaltung fordern die Anbieter Preise, die über den Grenzkosten liegen. Dies führt dazu, dass das entsprechende Kraftwerk möglicherweise nicht zum Einsatz kommt, obwohl die Grenzkosten unter dem Marktpreis liegen. Bei physischer Kapazitätszurückhaltung wird ein Kraftwerk nicht in den Markt hinein geboten, obwohl es zu dem Marktpreis profitabel Strom produzieren könnte. Beide Strategien sind für die Zwecke dieses Artikels weitgehend äquivalent [8]; ob ein Kraftwerk nicht zum Einsatz kommt, weil die Preisforderung über den Grenzkosten liegt (ökonomische Zurückhaltung) oder weil das Kraftwerk nicht in den Markt geboten wird, ist letztlich unerheblich. Entscheidend ist, dass die Zurückhaltungsstrategien den Preis für diejenigen Kraftwerke erhöhen, die im Markt verbleiben und Strom produzieren – die sog. „inframarginalen“ Kraftwerke. Bei perfektem Wettbewerb wäre Zurückhaltung in keinem Fall profitabel; dort führe sie lediglich zu einer Verringerung des Marktanteils, ohne dass der Preis dadurch beeinflusst werden könnte.

Abb. 3 gibt ein Beispiel für den preistreibenden Effekt der Kapazitätszurückhaltung. Bei einem Preis von 20 kann der grüne Anbieter mit dem Kraftwerk, das mit einem schwarzen Kreuz gekennzeichnet ist, profitabel Strom produzieren, da die Grenzkosten kleiner als 20 sind. Hält er jedoch die Stromproduktion aus dem Kraftwerk zurück, dann

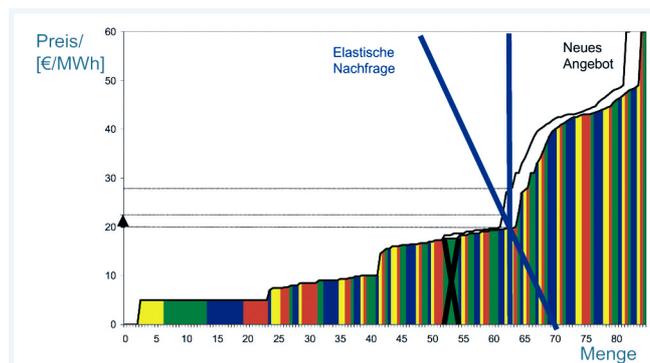


Abb. 4 Der Effekt von Nachfragerreaktionen

verschiebt sich die aggregierte Angebotskurve rechts von dem Kraftwerk nach links [9]. Weil der grüne Anbieter das gekennzeichnete Kraftwerk aus dem Markt nimmt, realisiert er zunächst einen Verlust. Zugleich erhöht sich jedoch der Preis für die inframarginalen Kraftwerke, also die Kraftwerke, die noch im Markt verbleiben und Strom produzieren. Da der grüne Anbieter eine ganze Reihe weiterer Kraftwerke im Markt hat, ist die Zurückhaltung in dem Beispiel profitabel – die zusätzlichen Gewinne übersteigen den Verlust durch Zurückhaltung. Im Ergebnis zahlen die Nachfrager Preise, die über den minimalen Grenzkosten der Produktion liegen.

Welche Determinanten sind für die Anreize zur Ausübung von Marktmacht an der Strombörse entscheidend? Anbieter mit Marktmacht stehen einem fundamentalen Zielkonflikt zwischen Menge und Preis gegenüber, denn jede Preiserhöhung muss durch eine Mengenreduktion erkaufte werden. Wenn der Preis steigt, kann z. B. die Nachfrage fallen. Diese Mengenreaktion diszipliniert Anbieter – Kapazitätszurückhaltung lohnt weniger.

Abb. 4 illustriert den Effekt. Ist die Nachfrage elastisch und reagiert auf Preiserhöhungen mit Nachfragerreduktion, ist der Preiseffekt durch Kapazitätszurückhaltung geringer als im Falle einer unelastischen Nachfrage. Allerdings sind an Strombörsen die Nachfragerreaktionen auf Preisänderungen notorisch gering. Dies hat vor allen Dingen damit zu tun, dass der überwältigende Teil der Nachfrage keine Preissignale von der Strombörse erhält, sondern einen Durchschnittspreis bezahlt, der über einen längeren Zeitraum berechnet wird. Ein Nachfrager, der seinen Stromverbrauch morgens um vier Uhr oder um acht Uhr um eine kWh reduziert, spart denselben Geldbetrag, auch wenn der Strombörsenpreis und die Stromproduktionskosten um acht Uhr um ein Vielfaches höher sind. Nachfrage, die den Preis nicht sieht, kann hohen Preisforderungen nicht ausweichen und damit Anbieter mit Marktmacht nicht disziplinieren. Mangelnde Nachfragerreaktionen, die sich durch unelastische Nachfragefunktionen an der Strombörse materialisieren, sind die vielleicht größte Herausforderung von Strommärkten (siehe Abschnitt „Eindämmung von Marktmacht“).

Aber nicht nur die Nachfrage, sondern auch die Mitwettbewerber an der Strombörse können einen Anbieter bei der Ausübung von Marktmacht disziplinieren. Führen bereits geringe Preiserhöhungen durch die Kapazitätszurückhaltung eines Anbieters dazu, dass andere Anbieter in die Lücke stoßen und die Nachfrage bedienen, ist der Preiseffekt durch Kapazitätszurückhaltung gering. Dies ist der Fall, wenn die Nachfrage in einem Bereich liegt, in dem die Angebotsfunktion vergleichsweise elastisch (flach) ist.

Im Vergleich zu Abb. 3 illustriert Abb. 5 eine Situation mit geringerer Nachfrage. Die Preiserhöhung durch Kapazitätszurückhaltung ist hier relativ klein, weil andere Kraftwerke die zurückgehaltene Kapazität bereits bei geringen Preisänderungen substituieren. Die Reaktion der Mitwettbewerber ist tendenziell hoch, wenn genügend Reserven am Markt sind, die zur Deckung der Nachfrage nicht benötigt werden [10]. Die Reaktionsfähigkeit ist gering, wenn die Reserven knapp werden und die Angebotsfunktion steil wird.

Im Extremfall können die Mitwettbewerber die Lücke, die durch Kapazitätszurückhaltung eines Anbieters aufgerissen wird, mit ihren gesamten Kapazitäten nicht schließen. In diesem Fall sind die Kapazitäten des zurückhaltenden Anbieters essenziell, um die Nachfrage zu decken; man spricht auch von einem „*pivotalen*“ Anbieter. Der Preissetzungsspielraum *pivotaler* Anbieter wird lediglich (durch die notorisch geringe) Reaktion der Nachfrage auf Preiserhöhungen diszipliniert. Das Marktmachtpotenzial ist in diesem Fall folglich besonders hoch.

Eine weitere wichtige Determinante von Marktmacht ist die *Anbietergröße*. Der Anreiz, Kapazität zurückzuhalten, ist proportional zu der inframarginalen Menge, die von der Preiserhöhung profitiert. Ein Anbieter, der nur ein Kraftwerk besitzt, hat offensichtlich keinen Anreiz, dieses Kraftwerk zurückzuhalten, da er von der resultierenden Preiserhöhung nicht profitieren kann. In Abb. 3 besitzt der Marktmachtausübende Anbieter sehr viel inframarginale Kapazität, die von der Marktmachtausübung profitieren kann. Würde sich diese Menge auf viele kleine Anbieter verteilen, wäre der Anreiz zur Marktmachtausübung geringer.

Zugleich ist es jedoch von entscheidender Bedeutung, die Dimension der „Größe des Anbieters“ richtig zu definieren. Für Marktmacht an der Strombörse sind *nicht* die Stromerzeugungskapazitäten entscheidend, sondern lediglich die nicht-abgesicherten Kapazitäten. In Termingeschäften verkaufter Strom ist nicht relevant, da eine Änderung des Börsenpreises für Strom nicht den Gewinn auf bereits verkauften Strom erhöhen kann. Ein Anbieter, der 100 % seiner Stromerzeugung auf Terminmärkten verkauft hat, besitzt keinen Anreiz, den Börsenpreis zu beeinflussen. Ein Anbieter, der mehr als 100 % seiner Stromerzeugung verkauft hat, präferiert niedrige Börsenpreise. Und für einen Anbieter, der z. B. 80 % seiner Stromerzeugung bereits in Termingeschäften verkauft hat, stellen lediglich die restlichen 20 % einen für Marktmacht an der Strombörse relevanten Anreiz dar.

Abschließend sei angemerkt, dass theoretische, empirische und experimentelle Studien die in diesem Kapitel an Beispielen „intuitiv“ beschriebenen Zusammenhänge und Determinanten der Marktmachtausübung in der Regel qualitativ bestätigen. Die theoretischen Zusammenhänge sind robust und werden u. a. von Ausubel und Cramton [11] und Klemperer und Meyer [12] beschrieben. Die Modelle demonstrieren, wie die Anbieter ihr Angebot des gesamten Kraftwerkparks optimal unter Berücksichtigung der Strategien der Mitwettbewerber bestimmen können. Die hier dargestellten Intuitionen bleiben in diesen Modellen erhalten [13]. Empirische Evidenz für die genannten Determinanten, einschließlich dem positiven Wettbewerbseffekten von Termingeschäften, liefern z. B. Borenstein et al. [14], Brandts et al. [15], Cramton [16], Müsgens [17], Twomey et al. [3], Wolfram [18] und andere. Allerdings bezieht sich die Literatur zum größten Teil auf ausländische Strombörsen; die Literatur zu Marktmacht in Deutschland ist im Vergleich mit vielen anderen Ländern rückständig (siehe Abschnitte „Marktmachtmessung in Theorie und Praxis“ und „Eindämmung von Marktmacht“).

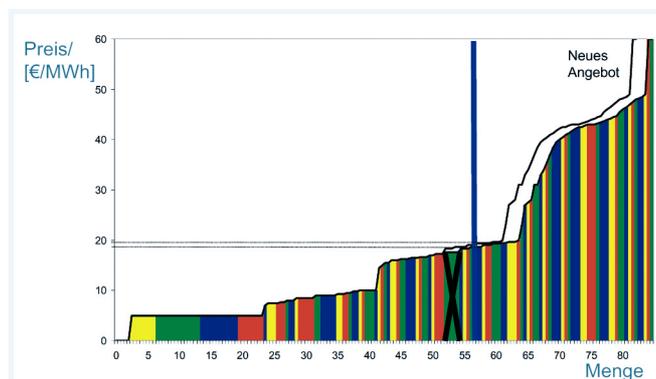


Abb. 5 Der Effekt von Reaktionen der Mitwettbewerber

Fazit

Marktmacht ist die Fähigkeit, den Preis gewinnbringend auf ein Preisniveau zu heben, das über dem Preisniveau bei „perfektem Wettbewerb“ liegt. Perfekter Wettbewerb ist ein hilfreicher – aber fiktiver – Referenzpunkt, der unterstellt, dass kein Anbieter Preise beeinflussen kann. Im perfekten Wettbewerb ergibt sich der Preis als Grenzkosten des Grenzkraftwerks.

Die Ausübung von Marktmacht an der Strombörse geschieht durch ökonomische oder physische Zurückhaltung. Diese bewirkt, dass die Preise über die minimalen Grenzkosten der Produktion hinaussteigen. Marktmacht impliziert jedoch nicht, dass Anbieter Preise beliebig setzen können. Sie wird durch die Reaktionen anderer Marktteilnehmer diszipliniert. Insbesondere gilt, dass die „Lücke“ zwischen Preisforderungen und Grenzkosten mit der Nachfrageelastizität, den Kapazitätsreserven, der Anbieterzahl und dem Termingeschäftsvolumen sinkt. Im Extremfall können Anbieter „*pivotal*“ werden und besitzen dann bei unelastischer Nachfrage besonders großes Marktmachtpotenzial.

Marktmachtmessung in Theorie und Praxis

Dieser Abschnitt erläutert die Schwierigkeiten der Marktmachtmessung an Strombörsen und evaluiert vorliegende Evidenz.

Verhaltensanalyse und Emissionshandel

Die Diagnose von Marktmacht auf Strommärkten, wie sie in der Öffentlichkeit und Politik diskutiert wird, basiert im Wesentlichen auf Verhaltensanalysen – also auf der Vermutung, dass die tatsächliche Ausübung von Marktmacht ursächlich für die hohen Strompreise ist. In diesem Kapitel wird argumentiert, dass die zugrunde liegende Intuition für derlei Vermutungen in kritischen Aspekten falsch ist. Um den Nachweis zu führen, wird erläutert, wie sich Anbieter im perfekten Wettbewerb verhalten würden. Der Grund ist nicht, dass sich die Anbieter tatsächlich im *perfekten* Wettbewerb befänden. Der Grund ist, dass Verhaltensphänomene, die auch bei perfektem Wettbewerb auftreten, kein Indiz für Marktmacht sein können. (Perfekter Wettbewerb schließt nicht aus, dass es z. B. nachfrageseitige, technologische oder politikinduzierte Imperfekteiten und Komplexitäten im Strommarkt gibt, die zu Ineffizienz oder zu unerwünschten Preiseffekten führen können.)

Die Diskussion um Marktmacht in der Stromerzeugung wurde vor allen Dingen durch die außergewöhnlich starken Preissteigerungen

im Jahre 2005 entfällt. Kontrovers ist bis zum heutigen Tag in der öffentlichen Diskussion vor allen Dingen der Einfluss des Emissionshandels auf die Strompreise [19]. Es wird häufig argumentiert, dass die „Einpreisung“ und „Überwälzung“ von Zertifikatpreisen im Fall kostenlos zugeteilter Zertifikate sowie eine große Erlös-Kosten-Lücke bei der Stromerzeugung ein Indikator für Markt-machtausübung sei. Diese Sicht ist falsch. Einpreisung, Überwälzung und die Erlös-Kosten-Lücke stehen prinzipiell im vollen Einklang mit perfektem Wettbewerb. Sie sind, wie die folgenden Ausführungen zeigen, unmittelbare Folge der Emissionshandels-politik einschließlich der Ausgestaltung des Nationalen Allokations-plans (NAP).

Zertifikatpreise sind für Stromerzeuger grenzkostenrelevant und damit auch direkt relevant für die Preisforderungen an der Strombörse [20]. Dies gilt auch, wenn die Zertifikate kostenlos zugeteilt wurden. Der Grund ist, dass auch kostenlos zugeteilte Zertifikate einen Wert besitzen – sie können im Emissionshandel verkauft werden. Die Berücksichtigung solcher Opportunitäten ist nichts Außergewöhnliches, und auf allen wettbewerblich organisierten Märkten ein normaler Vorgang [21]. Folgendes Bei-spiel illustriert dies:

Beispiel 1: Angenommen, für die nächste Stromeinheit müssen Brennstoffe im Wert von 40 € und Zertifikate im Wert von 20 € erworben und eingesetzt werden. Dann entstehen Grenzkosten in Höhe von 40 € plus 20 € gleich 60 €. D. h., der Anbieter ist erst ab einem minimalen Preis von 60 € je Stromeinheit bereit, die zusätzliche Einheit Strom zu produzieren.

Die Grenzkosten ändern sich nicht, wenn der Anbieter die Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommen hat. Per Definition beschreiben Grenzkosten den Erlös, bei dem ein Anbieter gerade indifferent ist, ob er eine zusätzliche Outputeneinheit anbietet oder nicht. Wenn der Anbieter ausreichend viele Zertifikate kostenfrei zugeteilt bekommt, liegen die zusätzlichen Produktionskosten nur noch bei 40 € Brennstoffkosten. Allerdings kann der Anbieter ein Zertifikat zu einem Preis von 20 € im Emissionshandel verkaufen. Er wird es also nur dann in der Stromproduktion einsetzen wollen, wenn er auch dort bei Einsatz des Zertifikats zumindest einen Gewinn von 20 € erwirtschaften kann. D. h., er wird erst bei einem minimalen Preis von 60 € (40 € Brennstoffkosten plus 20 € Opportunitätskosten) bereit sein, die Stromproduktion aufzunehmen. Die Grenzkosten der Stromproduktion sind folglich 60 €, und zwar unabhängig von der Zuteilung der Zertifikate.

Im perfekten Wettbewerb fordern die Anbieter Grenzkosten als Mindestpreise. Die aggregierte Angebotsfunktion wird entsprechend mit dem Emissionshandel für diejenigen Kraftwerke nach oben verschoben, die bei der Stromerzeugung handelbare Zertifikate einsetzen. Im Ergebnis steigt der Preis. Abb. 6 illustriert dies:

Es ist verwunderlich, dass der preistreibende Effekt des Emissionshandels oft angezweifelt wird, denn die Einpreisung (also der Einfluss der Zertifikatpreise auf die Preisforderungen der Anbieter) auch von kostenlos zugeteilten Zertifikaten ist aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht unstrittig der zentrale Mechanismus des Emissionshandels. Er wird in zahlreichen Publikationen und Gutachten vor und nach Einführung des Emissionshandels beschrieben. Kommt es nicht zur Einpreisung, kann es auch nicht zur umwelt-politisch gewünschten Lenkungswirkung kommen. Dass die Vorstellung falsch ist, man könne durch kostenlose Zuteilung (im Vergleich zu einer Auktionierung der Zertifikate) die Strompreiseffekte vermeiden, illustriert folgendes Beispiel:

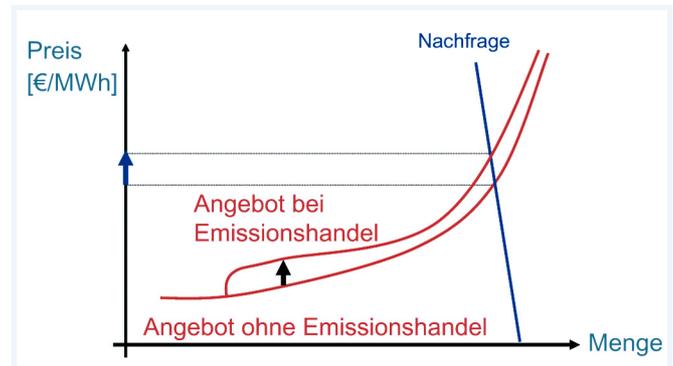


Abb. 6 Effekt des Emissionshandels auf Angebot an der Strombörse

Beispiel 2: Angenommen, ein Anbieter besitzt lediglich ein einziges Kohlekraftwerk. Der Emissionshandel mit kostenloser Zuteilung von Zertifikaten funktioniert nun vereinfacht wie folgt. Die Politik schenkt dem Anbieter Geld, sagen wir 1 Mio. € (in Form von wertvollen Wertpapieren: den handelbaren Zertifikaten), falls dieser seine Stromproduktion einstellt. (Wenn er Strom produziert, muss er die Zertifikate und somit das geschenkte Geld „verbrauchen“ [22].) Wie soll der Anbieter reagieren? Gleich was er tut, er wird sich sicher nicht mit weniger als 1 Mio. € zufrieden geben, die er von der Politik bei Produktionsstopp geschenkt bekommt. Angenommen, der Anbieter würde ohne das Angebot der Politik durch Stromverkauf einen Gewinn von 100 000 € machen. Mit dem Angebot der Politik würde er durch das Geschenk des Staates wenigstens 900 000 € mehr für seinen Strom fordern. Wenn der Markt diese höheren Preise hergibt (weil die Nachfrageelastizität gering ist; siehe Abb. 7), würde der Preis entsprechend steigen und der Anbieter Strom produzieren. Andernfalls wird die produzierte Menge reduziert.

Die Politik könnte alternativ auch fordern, dass der Anbieter 1 Mio. € bei Stromproduktion zahlen muss. Dies entspräche einer Versteigerung der Zertifikate. Der Effekt auf die minimale Preisforderung ist in diesem einfachen Beispiel offensichtlich derselbe – nur verbleiben die Renten aus dem Verkauf der wertvollen Zertifikate nicht beim Anbieter, sondern beim Staat.

Die Intuition, dass die Einpreisung ein Indikator für Markt-macht sei, ist nicht nur falsch, sondern das Gegenteil trifft zu. Markt-macht führt zu weniger Einpreisung. Diese überraschende Aussage ist robust, und folgt aus den Standard-Oligopolmodellen der Wirtschaftswissenschaft. Bei Mengenwettbewerb gilt z. B., dass der Einpreis-effekt mit zunehmender Anzahl von Anbietern steigt. D. h. z. B., dass die Erhöhung der Preisforderungen in Folge des Emissionshandels in einem Markt mit vier Anbietern geringer ausfällt als die Erhöhung in einem Markt mit 40 Anbietern (natürlich ist das Marktpreisniveau im Oligopol höher als im perfekten Wettbewerb). Dies liegt daran, dass sich die Preisforderungen im perfekten Wettbewerb unmittelbar und in voller Höhe an die Grenzkosten anpassen, während im oligopolistischen Wettbewerb die Grenzkosten nicht unmittelbar die Preisforderungen determinieren. Ein Beispiel soll diesen wichtigen Punkt illustrieren, ohne in die Theorie oligopolistischer Märkte einsteigen zu müssen:

Beispiel 3: Angenommen, auf dem Markt aus Beispiel 2 herrscht Markt-macht, und der Anbieter würde ohne Emissionshandel nicht einen Gewinn von 100 000 €, sondern einen Gewinn in Höhe von

1,5 Mio. € machen. Dann ist offensichtlich das Angebot des Staates (1 Mio. € bei Produktionsstopp) irrelevant für die Preisforderung des Anbieters auf dem Strommarkt. Die Optimalität der früheren Preisforderung wird durch den Emissionshandel nicht berührt; der Preis ändert sich nicht [23].

Es wird zuweilen beobachtet – so auch jüngst vom Bundeskartellamt –, dass die Preise in anderen vom Emissionshandel betroffenen Märkten und Industrien nicht gleichermaßen vom Emissionshandel beeinflusst werden wie auf dem Stromerzeugungsmarkt. Es kann dafür eine Reihe von Gründen geben:

- Die Zertifikate verursachen keine Opportunitätskosten. Dies kann z. B. bei Anlagen der Fall sein, die der Ex-Post-Korrektur unterliegen, oder z. B. für kleine Anbieter, bei denen der Emissionshandel mit zu großen Transaktionskosten verbunden ist. Wenn ein Handel mit Zertifikaten nicht vorgesehen ist, entsteht keine Opportunität und somit sind Zertifikate in diesem Fall auch nicht grenzkostenrelevant.

- Die Unternehmen stehen auch im außereuropäischen Wettbewerb. Dann erhalten außereuropäische Mitwettbewerber durch den Emissionshandel einen Kostenvorteil, und die durch den Emissionshandel induzierten höheren Preisforderungen können nicht durchgesetzt werden. (Solche Wettbewerbsnachteile der europäischen stromintensiven Industrie in Folge des Emissionshandels wurden allseits prognostiziert.)

- Die Unternehmen besitzen mehr Marktmacht; in diesem Fall wird weniger „eingepreist“ (siehe Beispiel 3).

- Die Elastizität der Nachfrage, die entscheidend für die Überwälzung der durch den Emissionshandel induzierten erhöhten Grenzkostenlast auf die Nachfrager ist, ist in anderen Märkten größer, so dass die Preiseffekte durch Mengenreduktion beschränkt werden (siehe Abb. 7).

- Die Preiseffekte werden durch (industrie-) politische Eingriffe in die Preisbildung niedrig gehalten.

Preisniveau und die lange Frist

Sind die Preise an der Strombörse in Deutschland zu hoch? Im Vergleich mit westeuropäischen Strombörsenpreisen liegen die Preise an der deutschen Strombörse 2005 eher im unteren Mittelfeld, wie der Energy Sector Inquiry [24] der Europäischen Kommission offenbart (z. B. Grafik 59). Auch die Preisbewegungen in Reaktion auf den Emissionshandel sind vergleichbar. Im Vergleich mit Skandinavien und Osteuropa liegen die Preise 2005 dagegen relativ hoch. Internationale Vergleiche sind allerdings notoriously schwierig. In Bezug auf Skandinavien kann z. B. angeführt werden, dass die Übertragungskapazitäten eingeschränkt sind, und Skandinavien weitaus weniger vom Emissionshandel betroffen ist als z. B. Westeuropa. In Osteuropa spielen oft nicht-wettbewerbliche Faktoren bei der Preisbildung eine größere Rolle.

Zwei wissenschaftliche Studien [17, 25] vergleichen für Deutschland Preise und Kosten. Auf Basis von Kosten- und Nachfragedaten wird zunächst der Preis errechnet, der sich bei perfektem Wettbewerb einstellen würde. Dabei spielt das „Grenzkraftwerk“ eine besondere Rolle. Das Grenzkraftwerk ist das Kraftwerk, bei dem die Nachfrage die aggregierte Angebotskurve schneidet (siehe Abb. 2). Die Grenzkosten des Grenzkraftwerks determinieren somit – bei perfektem Wettbewerb – den Markträumungspreis. Die Lücke zwischen den

Grenzkosten des Grenzkraftwerks und den tatsächlichen Preisen wird dann als Indikator für Marktmacht interpretiert.

Müsgens [17] schaut sich die Preisentwicklung zwischen Juni 2000 bis Juni 2003 an. Er kommt zu dem Schluss, dass etwa bis August 2001 die Preise nahezu exakt bei dem Preisschätzer für perfekten Wettbewerb lagen, danach, bis Sommer 2003, allerdings von diesem signifikant (um etwa 50 %) nach oben abgewichen sind. Die Abweichungen traten insbesondere zu Spitzenlastzeiten auf. Schwarz und Lang [25] kommen zu dem Schluss, dass die Lücke zwischen tatsächlichem Preis und Preisschätzer vor 2003 sehr klein war, dann steil anstieg und 2004 schließlich auf etwas weniger als die Hälfte fiel, nämlich 14 %. Der steile Preisanstieg 2005 geht praktisch allein auf Fundamentalfaktoren (nämlich dem Emissionshandel) zurück.

Empirische Arbeiten besitzen immer auch Freiheitsgrade, die die Ergebnisse beeinflussen können. Schwarz und Lang berücksichtigen z. B. den grenzüberschreitenden Handel über eine Anpassung der Nettonachfrage, während Müsgens ein Europaweites Marktmodell zugrunde legt. Auch legen die Erfahrungen nach den Diskussionen über ähnliche Studien nach der Kalifornienkrise nahe, dass es schwierig sein kann, die Grenzkosten exakt zu erfassen. Insbesondere im steilen Bereich der Angebotskurve, nahe an den Kapazitätsgrenzen, können selbst kleine Fehler bei der Ermittlung der aggregierten Grenzkostenkurve signifikante Schätzfehler verursachen. Wenn z. B. das Kraftwerk mit dem schwarzen Kreuz in Abb. 3 nicht zurückgehalten wird, sondern aufgrund mangelnden Kühlwassers in einem heißen Sommer kurzfristig ausfällt, geht die resultierende massive Preissteigerung nicht auf die Ausübung von Marktmacht zurück, sondern wäre auch bei perfektem Wettbewerb aufgetreten. Marktmachtmessung muss also nicht nur die Grenzkosten, sondern auch den tatsächlich zur Verfügung stehenden Kraftwerkspark zu jedem Zeitpunkt möglichst exakt erfassen. Dies ist auch deshalb schwierig, weil die verfügbare Kapazität stark schwankt. Der Energy Sector Inquiry schätzt, dass in Deutschland von 2003 bis 2005 die stündliche Gesamtkapazität eine Standardabweichung (bezogen auf den Durchschnitt) von 6,9 % aufweist.

Schätzfehler sind möglicherweise mitursächlich für unerwartete Beobachtungen und Inkonsistenzen in den Studien. Z. B. kommen beide Studien trotz ähnlicher Ansätze zu signifikant unterschiedlichen Einschätzungen bezüglich der Rolle von Marktmacht für die Preissetzung im Jahr 2002. Bei den Resultaten von Schwarz und Lang ist überraschend, dass sich die durch die Preis-Kosten-

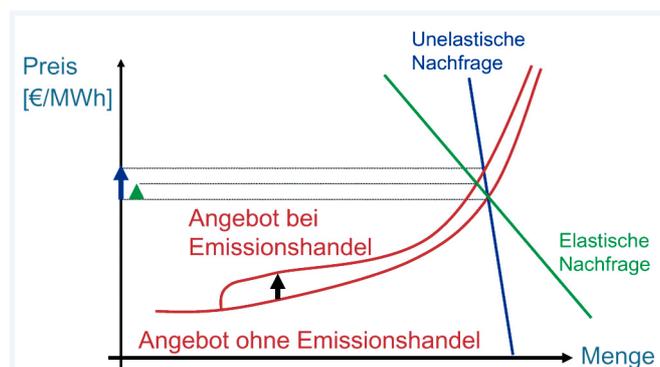


Abb. 7 Die Rolle der Elastizität der Nachfrage

Lücke gemessene ausgeübte Marktmacht 2004 im Vergleich zum Vorjahr von 30 % auf 14 % mehr als halbiert haben soll.

Im Folgenden soll jedoch weniger auf methodische Probleme, sondern auf eine eher grundsätzliche *ökonomische* Herausforderung bei der Interpretation der Ergebnisse hingewiesen werden. In beiden Arbeiten werden die Grenzkosten (und damit die Preisschätzer) durch die jeweiligen variablen Kosten approximiert. Lägen die Preise stets auf dem Niveau variabler Kosten, könnten (zumindest) die Grenzkraftwerke nicht die Vollkosten decken. Es käme zu einem Marktversagen der besonderen Art: stetiger Abbau von Erzeugungskapazitäten mit entsprechenden Folgen für die Zuverlässigkeit und Sicherheit der Stromversorgung. Deshalb gilt, dass *auch im perfekten Wettbewerb* die Preise zuweilen über den variablen Kosten des Grenzkraftwerks liegen *müssen* [26].

In der Arbeit von Müsgens wird prinzipiell Vollkostendeckung erlaubt, indem beim Erreichen des rechten Randes der aggregierten Angebotsfunktion eine „künstliche Technologie“ mit Kosten von 2 000 €/MWh angesetzt wird. Durch diese Modellannahme können bei Kapazitätsengpässen Preisspitzen generiert werden, die zur Deckung der Investitionskosten beitragen können – allerdings sind die angenommenen Grenzkosten der künstlichen Technologie arbiträr, so dass unklar ist, ob die Preisspitzen tatsächlich ausreichen. In der Arbeit von Schwarz und Lang findet sich kein Hinweis darauf, dass Vollkostenkalküle bei den Preisschätzungen eine Rolle gespielt hätten.

Müsgens sowie Schwarz und Lang beobachten, dass sich die Preise angesichts der Überkapazitäten nach der Liberalisierung sehr nahe an den variablen Kosten des jeweiligen Grenzkraftwerks orientiert haben. Dies steht im Einklang mit perfektem Wettbewerb, denn bei Überkapazitäten sollte ein Markt keine Investitionsanreize erzeugen. Dies ist jedoch kein langfristig stabiler Zustand. Irgendwann müssen die Preise über die variablen Kosten hinaus steigen, damit investiert wird. Deshalb ist es falsch, Preise, die über den variablen Kosten des Grenzkraftwerks liegen, *ohne weitere Analysen* als Marktmacht zu interpretieren; – selbst wenn die Kraftwerksverfügbarkeiten und Kosten exakt erfasst wurden. Die Frage ist nicht, ob Preise über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks hinaus steigen dürfen. Die Frage ist vielmehr, wann und um welchen Betrag sie über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks hinaus steigen dürfen.

Die Arbeit von Müsgens legt nahe, dass die Preise im Jahre 2002 „zu früh“ angestiegen sind. Schwarz und Lang kommen zu dem Schluss, dass die Preis-Kosten-Lücke erst 2003 signifikant größer wurde; sie thematisieren allerdings den Einfluss von Vollkosten nicht. Unabhängig von diesen Beobachtungen legen Analysen von Gatzert et al. [19] und Anderen nahe, dass der Strompreis bis einschließlich 2004 keine Vollkostendeckung (bezogen auf einen effizienten Kraftwerksmix) erlaubt hat. Die Abweichungen der Preise von den variablen Kosten könnten als Beitrag zur Vollkostendeckung und als Signale für Investitionsbedarf interpretiert werden.

Was sagt die Theorie? Im perfekten Wettbewerb werden Investitionssignale nur bei Kapazitätsknappheit ausgesendet. D. h., Fixkostenbestandteile für Grenzkraftwerke können nur bei Kapazitätsengpässen gedeckt werden. Während solcher Engpässe steigt der Preis über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks, weil der Preis die Nachfrage rationieren muss. D. h., der Preis muss so hoch steigen, dass es trotz Kapazitätsengpass zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Der Preis wird in diesen Fällen also nicht durch die Erzeugungskosten, sondern durch die Nachfrage

determiniert [27]. Da Kapazitätsengpässe selten auftreten (und Spitzenlastkraftwerke zuweilen nur wenige Stunden im Jahr eingesetzt werden), müssen die Preise in Knappheitssituationen zuweilen auf ein Vielfaches der Durchschnittskosten (die variable und fixe Kostenbestandteile beinhalten) steigen. In der Tat sind Preise, die die variablen Kosten um viele hundert Prozent oder sogar tausend Prozent übersteigen, für wettbewerbliche Strommärkte weder theoretisch noch empirisch ungewöhnlich [28].

Zugleich ist aber die empirische Unterscheidung von solchen nachfrageinduzierten Knappheitspreisen und marktmachtinduzierten Preis-Kosten-Lücken äußerst schwierig, hängt sie doch sensibel von der *exakten* Bestimmung der Nachfrage und des verfügbaren Angebots ab. Eine Möglichkeit, Marktmacht robuster zu identifizieren, ist es, sich auf Schwachlastzeiten zu konzentrieren, so dass sicher gestellt ist, dass genügend Kapazitätsreserven verfügbar sind und Knappheiten die Preise nicht über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks hinauschieben können. Müsgens identifiziert Preis-Kosten-Lücken vor allen Dingen zu Spitzenlastzeiten; in Schwachlastzeiten orientieren sich die Preise an den Grenzkostenschätzern. Schwarz und Lang finden Preis-Kosten-Lücken auch zu Schwachlastzeiten. Allerdings berichten sie, dass sie teilweise keinen Unterschied zwischen Schwachlast- und Spitzenlastzeiten ausmachen können. Die Beobachtung gleicher Preis-Kosten-Lücken ist mit Standard-Marktmachtmodellen inkonsistent (siehe Abschnitt „Marktmacht an der Strombörse“).

Es sei angemerkt, dass nachfrageinduzierte Knappheitspreise an Kapazitätsgrenzen prinzipiell auch in anderen Märkten beobachtet werden können. Die Grenzkosten bei Flugtickets, Hotelzimmer, Mietwagen und Musicaltickets sind, solange keine Kapazitätsengpässe auftreten, sehr niedrig, und typischerweise substanzial kleiner als die Durchschnittskosten. Auch hier fluktuieren die Preise stark. Freitagnachmittag, vor Feiertagen und während Handelsmessen steigen etwa die Preise für Flugtickets stark an. Zu diesen Zeiten werden sie nicht durch die variablen Kosten getrieben (die vernachlässigbar sein dürften), sondern durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager. Nur Knappheitspreise bei Kapazitätsengpässen ermöglichen den Anbietern, ihre Vollkosten zu decken.

Während kurzfristig Strompreise stark variieren und sowohl weit über als auch weit unter den *Durchschnittskosten* liegen können, werden sie im *langfristigen Durchschnitt* bei freiem Marktzutritt nicht systematisch von den Durchschnittskosten abweichen. Erzielen nämlich Stromerzeuger langfristig Erlöse, die unter den Durchschnittskosten liegen, wird die Kapazität reduziert, bis Engpässe auftreten. Erwirtschaften sie Erlöse, die über Durchschnittskosten liegen, wird Kapazität hinzugebaut. Eine Marktmachtanalyse darf die Aufgabe der Preise, langfristig Vollkostendeckung herbeizuführen, nicht ignorieren.

Erlös-Kosten-Lücke

In den gegenwärtigen Diskussionen werden oft hohe Erlöse und Gewinne als Indikator für Marktmacht interpretiert. Tatsächlich gilt, dass die Schere zwischen Erlösen und Kosten direkte Folge der Implementierung des Emissionshandels einschließlich des NAP ist, und so auch im perfekten Wettbewerb beobachtet werden sollte. Aber auch ohne Emissionshandel sind Gewinne ein äußerst fragwürdiger Indikator für Marktmacht.

Der Emissionshandel verteuert die Erzeugung, indem er die Grenzkosten und damit auch die Preise und Erlöse der Erzeuger erhöht (s. o.). Insbesondere führt der Emissionshandel auch zu hohen sog.

„inframarginalen Renten.“ Da es nur *einen* Marktpreis für Strom an der Börse gibt, können viele stromproduzierende Kraftwerke links von dem Grenzkraftwerk von Strompreiserhöhungen produzieren, und zwar auch dann, wenn sie z. B. kein CO₂ emittieren (siehe Abb. 6) [29].

Da die Zertifikate größtenteils kostenlos zugeteilt werden, steht den Preissteigerungen in Folge des Emissionshandels keine analoge Erhöhung der Vollkosten beziehungsweise der Durchschnittskosten gegenüber. Die Erlös-Kosten-Lücke muss zwangsläufig größer werden. Beispiel 2 im Abschnitt „Verhaltensanalyse und Emissionshandel“ illustriert den Effekt. Zudem reduziert der NAP die Investitionskosten bei Kraftwerksneubauten, da diese großzügig mit Zertifikaten ausgestattet werden sollen. Im Vergleich zu einer Situation ohne Emissionshandel kommt es daher einerseits zu einer substantiellen Erhöhung der Grenzkosten bei gleichzeitiger substantieller Reduktion der Vollkosten. Dies kann letztlich dazu führen, dass Grenzkostenpreise für eine gewisse Zeit über Durchschnittskosten steigen können (ohne dass Kapazitätsknappheiten vorliegen). In dieser Zeit können selbst bei perfektem Wettbewerb außergewöhnlich hohe Gewinne erwirtschaftet werden. Die politikinduzierte Schere zwischen Erlösen und Kosten wird mittelfristig – bis die Kapazitäten durch Kraftwerksneubau angepasst sind – geschlossen werden. Unsicherheiten über die Ausgestaltung des Emissionshandels und des NAP verbunden mit langen Plan- und Bauzeiten verhindern frühere, antizipierende Anpassungen des Marktes.

Unabhängig vom Einfluss des Emissionshandels sind die Erlöse auch ohne Emissionshandel als Marktmachtindikator gänzlich ungeeignet. Hohe Erlöse signalisieren in einem Strommarkt die Notwendigkeit für neue Investitionen. Kurzfristig liegen die Preise in der Stromerzeugung z. B. aufgrund von Investitionszyklen, hochvolatiler Nachfrage, aber auch hoher Brennstoffpreis- und Zertifikatpreisvolatilität typischerweise weit über oder unter Durchschnittskosten. Langfristig kommt es typischerweise zu (inversen) Zyklen – einem hohen Investitionsniveau (mit hohen Vollkosten) folgen niedrige Preise und einem niedrigen Investitionsniveau (mit niedrigen Vollkosten) folgen hohe Preise [30].

Auch gilt nicht notwendigerweise, dass ein Anbieter, der höhere Erlöse und Renditen erzielt, mehr Marktmacht ausübt. Höhere Renditen reflektieren typischerweise auf Strommärkten und anderen Märkten eine höhere Produktivität, klügere Investitionen und *geringere* Marktmachtausübung. Letztere Beobachtung scheint überraschend. Da aber sämtlicher Strom an der Strombörse mit demselben Preis vergütet wird gilt, dass Anbieter, die signifikant Kapazität vom Markt zurückhalten, systematisch geringere Renditen einfahren als Anbieter, die keine Kapazität einbehalten.

Marktanteile

Bisher wurde in diesem Abschnitt untersucht, ob Marktmacht tatsächlich ausgeübt wird. Eine alternative Möglichkeit der Marktmachtmessung ist, das *Potenzial* für Marktmachtausübung zu erfassen. Traditionelle Indikatoren für Marktmachtpotenzial sind Marktanteile und andere Konzentrationsmaße. In Deutschland wird insbesondere in den Diskussionen immer wieder darauf hingewiesen, dass die großen vier Erzeuger, RWE, E.ON, Vattenfall und EnBW, zusammen einen Marktanteil von mehr als drei Vierteln bezogen auf die Kraftwerkskapazität haben. Solche Maße müssen jedoch aufgrund der besonderen Charakteristika von Strommärkten mit Vorsicht interpretiert werden. Die Problematik liegt insbesondere in der Dynamik von Strommärkten. Das Marktmachtpotenzial hängt zu einem gegebenen Zeitpunkt von den Kapazitätsreserven und verfügbaren

Übertragungskapazitäten ab, die über die Zeit drastisch variieren können. Traditionelle Konzentrationsindizes sind statischer Natur und können das Marktmachtpotenzial daher stark über- oder unterschätzen.

Oftmals wird angenommen, dass Kapazitätsanteile unter 20 oder sogar unter 40 % noch unbedenklich sind. Für Strommärkte gibt es keinen Grund zu dieser Annahme. Z. B. hatte keiner der nach der Kalifornienkrise im Jahr 2000 wegen Marktmachtausübung angeklagten Stromerzeuger einen Kapazitätsanteil von mehr als 8 % [14]. Der Grund ist, dass bei knappen Kapazitätsreserven selbst kleine Anbieter „pivotal“ werden können und dann großen Preissetzungsspielraum besitzen [31]. Gibt es jedoch ausreichend Überkapazitäten, wie es meistens der Fall ist, wird selbst großen Anbietern die Ausübung von Marktmacht an der Strombörse erschwert. Mit anderen Worten, Marktmacht ist eine Frage der Kapazitätsauslastung und somit eine Funktion der Zeit. Sie kann im Laufe eines Tages, einer Woche und über die Jahre aufgrund der in Strommärkten inhärenten Nachfrage- und Angebotsvolatilität stark variieren.

Einige Beobachter definieren Marktanteile in Bezug auf die Stromerzeugung. Aber auch die Stromerzeugung kann als Maß ungeeignet sein, denn ein Anbieter, der signifikante Anteile seines Stroms bereits in Termingeschäften verkauft hat, besitzt geringere Anreize, den Preis an der Strombörse zu beeinflussen. In der Tat scheint es so, dass alle großen Erzeuger den mit Abstand größten Teil ihrer Stromerzeugung in Termingeschäften verkaufen – möglicherweise gibt es auch Erzeuger, die letztlich an der Strombörse Strom zukaufen müssen. Marktmachtmessung, die den Einfluss von Termingeschäften nicht berücksichtigt, kann zu falschen Schlüssen führen.

Typischerweise wird bei Marktanteilsanalysen unterstellt, dass der relevante Markt Deutschland sei. Doch auch diese Vereinfachung wird der Dynamik auf Strommärkten nicht gerecht. Die Preise und Preisbewegungen in den Strombörsen in Deutschland, Frankreich und Österreich sind zuweilen trotz großer Unterschiede in den Kostenstrukturen nahezu identisch, was zumindest in diesen Zeiten für einen funktionierenden, grenzüberschreitenden Wettbewerb spricht. Der interregionale Wettbewerbsgrad hängt von den verfügbaren Übertragungskapazitäten ab, die wiederum eine Funktion der Zeit sind. Weder darf der grenzüberschreitende Handel aufgrund seiner großen und stark steigenden Bedeutung vernachlässigt werden, noch darf Marktmachtmessung die Möglichkeit aus den Augen verlieren, dass es zukünftig aufgrund von Kapazitätszubaute und Nachfragesteigerungen auch innerhalb von Deutschland zu Übertragungsempässen kommen kann. Im letzteren Fall wäre der relevante Markt kleiner als Deutschland [32]. Dass der relevante Markt zu einem bestimmten Zeitpunkt mit den Staatsgrenzen übereinstimmt, ist zwar prinzipiell möglich, aber unwahrscheinlich.

Marktanteile und traditionelle Konzentrationsmaße wie der Herfindahl-Hirschman-Index können der Dynamik auf Strommärkten nicht gerecht werden. Es hilft auch nur wenig, „durchschnittliche Marktmachtpotenziale“ zu berechnen, weil sie nur eingeschränkt Aussagen über die Bedeutung des Marktmachtproblems geben können. Entsprechend gilt, dass solche Indikatoren sich in Strommärkten als empirisch wenig aussagekräftig erweisen. In einem Übersichtsartikel schließen Twomey et al. [3], dass es überraschend wenig empirische Evidenz für die Prognosefähigkeit von Standardkonzentrationsmaßen für Strombörsen gibt.

Für Europa hat Newbery in einem Vortrag [33] anlehnend an den Energy Sector Inquiry ([24]; siehe dort z. B. Tabelle 54) Kapazitätsanteile der größten Erzeuger sowie den Herfindahl-Hirschmann-

Index für 13 Länder grafisch dargestellt. Deutschland nimmt in Newberys Aufstellung den dritten Rang der am wenigsten konzentrierten Strommärkte ein; nur Polen und England stehen besser da, wobei England typischerweise höhere Preise an der Strombörse ausweist.

Sonstige Methoden der Marktmachtmessung

Die Diskussionen zeigen, dass die Diagnose von Marktmacht auf Strommärkten besonderer Methoden und Anstrengungen bedarf. Leider sind fundierte Analysen von Marktmacht auf Strommärkten – insbesondere in Deutschland – Mangelware, und man verlässt sich zu sehr auf traditionelle, ungeeignete Maßzahlen oder auf die Intuition. In diesem Kapitel wird angedeutet, welche komplementären Methoden für moderne Marktmachtmessung geeignet sein können.

Traditionelle Marktanteilsindikatoren sind theoretisch und empirisch problematisch. Indikatoren, die auf die Pivotalität der Anbieter abzielen, scheinen besser zu funktionieren (Twomey et al. [3]). Ein solcher Indikator misst beispielsweise zu jedem Zeitpunkt, ob die Kapazität eines Anbieters pivotal ist oder nicht. Aggregiert man die Resultate über die Zeit, ergibt sich ein Maß dafür, wie oft (und wie wahrscheinlich) ein Anbieter pivotal ist. Diese und ähnliche Maße können implizit die Nachfrage, die Kapazitätsauslastung und die besondere Dynamik an Strombörsen berücksichtigen, und weisen zudem bereits erste empirische Erfolge auf [34].

Meines Wissens sind solche Indikatoren für Deutschland bisher nur im jüngst erschienen Energy Sector Inquiry [24] der Europäischen Kommission berechnet worden. Dort wird der sog. „Pivotal Supplier Index (PSI)“ berechnet, der anzeigt, in wieviel Prozent der Stunden ein Anbieter im Markt (unter Berücksichtigung von Importen) pivotal ist. Der Index für die drei größten deutschen Anbieter in der Zeit 2003-2005 beträgt jeweils 0 % [35].

Eine alternative Möglichkeit der Marktmachtmessung, zumindest prinzipiell, ist die Untersuchung der Elastizitäten der Nachfrage sowie des Angebots der *anderen* Wettbewerber. Diese Elastizitäten definieren den (unilateralen) Anreiz eines Anbieters, physisch beziehungsweise ökonomisch Kapazitäten zurückzuhalten (siehe Abschnitt „Marktmacht an der Strombörse“). Prinzipiell sind derlei Analysen an Strombörsen leicht möglich, da die Anbieter und Nachfrager Angebots- beziehungsweise Nachfragefunktionen abgeben, während man in anderen Märkten typischerweise lediglich Informationen über realisierte Mengen und Preise bekommen kann. Allerdings stehen die Informationen über individuelle Gebote nicht zur Verfügung, so dass diese – theoretisch außerordentlich attraktive und informative – Analyse nicht durchgeführt werden kann.

Eine verwandte Studie ist jedoch vom Energy Sector Inquiry durchgeführt worden. Dort wird die Anzahl der Stunden, in der ein gegebener Anbieter den Markträumungspreis setzt (also das Grenzkraftwerk besitzt) als Maß für Marktmachtpotenzial benutzt. Es misst somit in gewisser Weise die Elastizität des Angebots der Mitwettbewerber als eine entscheidende Determinante von Marktmacht; gibt es wenig Anbieter, die „nahe am Markträumungspreis“ konkurrieren, lohnt Kapazitätszurückhaltung mehr (siehe Abb. 5). In dem Vergleich von Strombörsen für 2005 wird die EEX nur von der APX übertrumpft. Kein Anbieter in Deutschland setzte in dem untersuchten Zeitraum den Preis in mehr als 17 % der Stunden.

Eine andere Analysemöglichkeit ist die Suche nach „verpassten Gelegenheiten“ [13]. Identifiziert man zurückgehaltene Kapazität, die profitabel in den Markt hätte geboten werden können, wäre dies

ein Indiz für Marktmacht. Um Kostenschätzungen zu vermeiden, könnte man sich auf Zeitpunkte beschränken, bei denen der Preis sicher über den maximalen variablen Erzeugungskosten liegt. Allerdings ist eine solche Analyse nicht unproblematisch, und die wissenschaftliche Literatur ist sich uneins darüber, wie robust diese Methode ist [3]. Insbesondere die Unterscheidung, ob ein Kraftwerk ausgefallen oder intentional zurückgehalten worden ist, erscheint schwierig. Denkbar wären statistische Korrelationen von Ausfällen mit Determinanten, die Marktmacht begünstigen, z. B. Spitzenlastzeiten und „inframarginale“ Menge eines Anbieters (siehe z. B. [18] für den englischen Markt) [36]. Für den deutschen Markt gibt es keine solchen unabhängigen wissenschaftlichen Analysen – obwohl diese viel versprechend sein können (siehe den Bericht über Auslastungsgrade des Energy Sector Inquiry 2007, der allerdings keine Aussagen über die Ursachen der Verfügbarkeit zulässt, oder die groben Schätzungen des Verbandes der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft [37]).

Schließlich können mit Hilfe von spieltheoretischen Oligopolmodellen Simulationsanalysen durchgeführt werden. Solche Analysen erfordern viele Kosten- und andere Daten, unterstellen eine Reihe von Annahmen und sind ohne fortgeschrittene ökonomische Methoden nicht kalibrierbar. Auch sind zum Teil keine eindeutigen Prognosen möglich. Quantitative Messungen auf Basis von Oligopolmodellen sind also mit großer Vorsicht zu genießen. Für qualitative Einsichten über die zugrunde liegenden Mechanismen oligopolistischen Verhaltens sind sie jedoch sehr wertvoll.

Fazit

Der Nachweis von Marktmacht oder der Ausübung von Marktmacht an Strombörsen erfordert besondere Anstrengungen und Analysen. Die Einpreisung von Zertifikaten, die gegenwärtig hohen Gewinne der Erzeuger, die Preisdynamik – all dies steht prinzipiell im Einklang mit den Gesetzen des Wettbewerbs. Auch der Verweis auf die hohe Konzentration reicht nicht aus, um Markteingriffe zu rechtfertigen, wenn er nicht durch einen Nachweis signifikanter Marktmachtausübung ergänzt wird. Wissenschaftlich seriöse und unabhängige Studien zur Marktmachtproblematik sind leider rar.

Die Analyse in diesem Kapitel impliziert nicht, dass Marktmacht an der Strombörse keine Rolle spielt. Eine Reihe von Indizien legt vielmehr nahe, dass Marktmacht die Preise beeinflussen könnte – was jedoch für sich genommen nicht allzu sehr überrascht, da kein Strommarkt einem perfekten Markt gleichen kann (siehe Abschnitt „Marktmacht an der Strombörse“). Die Frage ist, wie groß das Problem ist.

Analysen des Marktmachtpotenzials im Energy Sector Inquiry führen allgemein zu einer relativ günstigen Bewertung und zeigen, dass die Strombörsenpreise in Deutschland vergleichsweise niedrig sind. Müsgens [17] und Schwarz und Lang [25] versuchen auf der anderen Seite, das Ausmaß an Marktmacht in Deutschland direkt zu quantifizieren. (Der Versuch, die Lücke zwischen Preisen und Durchschnittskosten als quantitatives Marktmachtmass zu interpretieren, ist wirtschaftswissenschaftlich nicht zu rechtfertigen.) Beide kommen zu dem Schluss, dass Marktmacht in den Preisen identifizierbar ist. Müsgens beschäftigt sich lediglich mit der Entwicklung bis Mitte 2003. Schwarz und Lang analysieren auch die Preissteigerungen in jüngster Zeit. Ist man vor dem Hintergrund der methodischen und ökonomischen Diskussion im Abschnitt „Preisniveau und die lange Frist“ dennoch bereit, den Resultaten von Schwarz und Lang zu folgen, so lautet die energie- oder wettbewerbspolitische Frage, ob ein durchschnittlicher Aufschlag auf die *variablen* Kosten des Grenz-

kraftwerks von etwa 15 % in den Jahren 2004 und 2005 Eingriffe rechtfertigen. Bei der Beantwortung dieser Frage sollten folgende zwei Punkte berücksichtigt werden:

■ Der drastische Preisanstieg von 31 € im Jahr 2004 auf 49 € im Jahr 2005, der die Diskussionen um Marktmacht an der Strombörse angeheizt hat, kann in den Daten von Schwarz und Lang *nicht* durch Marktmacht erklärt werden. Die Preis-Kosten-Lücke beträgt für 2004 in den Schätzungen 14 % und für 2005 16 %. Der Anstieg geht also praktisch allein auf Fundamentalfaktoren zurück, und hier maßgeblich auf die durch den Emissionshandel induzierte Grenzkostensteigerung (Abschnitt „Verhaltensanalyse und Emissionshandel“; siehe auch [35]).

■ Von 2000 bis einschließlich 2004 lagen die Preise – unabhängig von dem Einfluss von Marktmacht – *unter* den Durchschnittskosten [19, 38]. Erst der Emissionshandel hat die Preise 2005 über die Durchschnittskosten angehoben. Die theoretisch prognostizierte und zurzeit empirisch beobachtbare Konsequenz ist, dass in neue Kapazitäten investiert wird. Mittelfristig werden die Preise dadurch – *ceteris paribus* – wieder sinken.

Auf Basis der vorliegenden Evidenz erscheint der Schluss unzulässig, dass Marktmacht an der Strombörse hinreichend preistreibend gewirkt hat, um wettbewerbspolitische Eingriffe in die Preisbildung rechtfertigen zu können. Insbesondere gibt es überzeugende theoretische und empirische Evidenz dafür, dass die stark kritisierten Strompreiserhöhungen und die resultierenden Gewinnsteigerungen der Anbieter im Jahr 2005 nicht auf die Ausübung von Marktmacht zurückgeführt werden können, sondern vielmehr vornehmlich die direkte Folge der Emissionshandelspolitik einschließlich der Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans (sowie von Brennstoffpreisentwicklungen) sind.

Eindämmung von Marktmacht

Die mangelnde Elastizität der Nachfrage und die außergewöhnliche Dynamik an Strombörsen machen Marktmacht zu einem ernstzunehmenden potenziellen Problem. Zugleich erschweren sie die empirische Untersuchung von Marktmacht. Daher ist es erforderlich, Strombörsen genau zu beobachten und frühzeitig Probleme zu identifizieren. Die weltweiten Erfahrungen mit Liberalisierungsanstrengungen demonstrieren, dass Wettbewerbsprobleme (oft in Interaktion mit Politikfehlern) große Schäden anrichten können. Im Folgenden wird daher erläutert, was notwendig ist, um das Marktmachtpotenzial *strukturell* einzudämmen. Zuvor werden ungeeignete Vorschläge zur Marktmachteindämmung angesprochen.

Direkte Markteingriffe

Kostenpreise

Ein Großteil der zurzeit diskutierten Markteingriffe zielt letztlich darauf ab, (differenzierte) Kostenpreise durchzusetzen. Die Intuition dahinter ist die Idee, dass man Stroma Ausgaben sparen kann, wenn man Kraftwerken maximal Durchschnittskostenpreise (plus einer Rendite) zubilligt. Auch besteht zuweilen die Hoffnung, dass „inframarginale Renten“ (Abschnitt „Erlös-Kosten Lücke“) eingespart werden können.

Warum, so könnte man nämlich fragen, müssen auch die Kraftwerke, die geringere Grenzkosten als das Grenzkraftwerk aufweisen, in den Genuss des hohen Markträumungspreises kommen (siehe Abb. 2)? Warum müssen bereits abgeschriebene Kraftwerke denselben Preis

verdienen wie neue Kraftwerke? Warum profitieren Kernkraftwerke oder Wasserkraftwerke, die vom Emissionshandel nicht direkt betroffen sind, von hohen Zertifikatpreisen? (Oder, analog, warum profitieren sie von hohen Kohle- oder Gaspreisen?)

Für die lange Frist ist die Antwort auf solche Fragen, dass die inframarginalen Renten zur Vollkostendeckung und für Investitionsanreize in einen effizienten Kraftwerksmix notwendig sind. Für die kurze Frist gibt die Antwort das „Law of one price.“ In einem Markt für ein homogenes Gut (und Strom ist ein perfekt homogenes Gut) kann es bei Arbitragefreiheit nur einen Preis geben. Preisunterschiede würden – ähnlich wie beim Aktienhandel in Finanzmärkten – durch Arbitrageure ausgenutzt werden, bis wieder Preisgleichheit besteht [39].

Was würde z. B. passieren, wenn ein Kernkraftwerk einen Preis anbietet, der unter dem Markträumungspreis der Strombörse liegt? Jeder Händler, Anbieter, Nachfrager oder Zwischenhändler würde soviel kaufen wie möglich und den Strom selbst nutzen oder gewinnbringend zum Markträumungspreis weiter verkaufen. Würde ein Anbieter bei der Preisgestaltung in bilateralen Bezugsverträgen mit Industriekunden sich nicht am Börsenpreis orientieren, würden die Kunden gleichfalls Arbitrage betreiben. Kunden, die den Strom selbst nutzen, würden den eigenen Stromverbrauch nach dem Opportunitätskostenprinzip *mit dem Markträumungspreis* bewerten, auch wenn sie den Strom billiger erworben haben. Überschüssiger Strom könnte gewinnbringend an der Strombörse verkauft werden. Die Vorstellung, man könne in wettbewerblichen Strommärkten Strom mit unterschiedlichen Preisen bewerten – z. B. nach Maßgabe der unterschiedlichen Vollkosten der Erzeugung in den verschiedenen Kraftwerken – ist daher falsch.

Auch die Vorstellung, man könne durch ein Ändern des Preismechanismus systematisch geringere Stroma Ausgaben erreichen, ist falsch. Das „Law of one price“ gilt unabhängig von den Marktinstitutionen und -regeln, solange der Markt wettbewerblich organisiert ist. Arbitragefreiheit und die Beobachtung, dass auch das Grenzkraftwerk seine Grenzkosten decken muss, führen zu der zwingenden Schlussfolgerung, dass der für alle einheitliche Strompreis mindestens so groß sein muss, wie die Grenzkosten des Grenzkraftwerks [40]. Dies gilt gleichermaßen für oligopolistischen und perfekten Wettbewerb.

Daher ist auch ein erzwungener oder politisch gewollter „Preisnachlass“ für spezielle Nachfragergruppen inkonsistent mit wettbewerblich organisierten Strommärkten. Dies gilt zugleich für ein (partielles) „Einpreiseverbot“ oder für eine „Gewinnbegrenzung“, die in den nächsten Abschnitten behandelt werden. Dort werden auch die schädlichen Folgen von solchen Maßnahmen für die Funktionsfähigkeit der Marktmechanismen beschrieben.

Einpreiseverbot

Aus ähnlichen Gründen, warum Preise, die sich an den jeweiligen Vollkosten orientieren, an Märkten nicht durchsetzbar sind, muss auch ein „Einpreiseverbot“ für kostenlos zugeweilte Zertifikate scheitern [41]. Selbst wenn die Regulierung perfekte Kosteninformation hätte, würde ein „Einpreiseverbot“ nicht zu geringeren Strompreisen führen. Der Grund ist, dass kein Anbieter zu einem Preis produziert, der unter den Grenzkosten liegt. Auch kostenlos zugeweilte Zertifikate sind Grenzkostenbestandteil. Was passiert also bei einem Einpreiseverbot? Angenommen, die Grenzkosten des Anbieters setzen sich analog zu Beispiel 1 (Abschnitt „Verhaltensanalyse und Emissionshandel“) zusammen aus 40 € Brennstoff-

kosten und 20 € Verbrauch von kostenlos zugeteilten Zertifikaten. Und angenommen, aufgrund des Einpreiseverbots ist dem Anbieter lediglich erlaubt, maximal 40 € Preisforderung in den Börsenhandel zu bieten. Ein rationaler Anbieter wird diese 40 € nur dann in den Markt bieten, wenn er einen Marktpreis von mindestens 60 € erwartet. (Wie erläutert, liegt der Marktpreis an der Strombörse in der Regel über den Preisforderungen.) Wenn er einen Preis unter 60 € erwartet, macht der Anbieter einen höheren Gewinn, wenn er nicht in den Markt bietet und keinen Strom produziert, sondern stattdessen die Zertifikate im Emissionshandel verkauft. Mit oder ohne Einpreiseverbot wird ein Anbieter folglich keinen Strom unter einem Preis von 60 € produzieren. Der Strompreis kann nicht fallen.

Man könnte nun versuchen, ein Einpreiseverbot mit einem Produktionszwang zu verbinden. Dies impliziert jedoch nicht nur, dass man Preis- und Produktionsentscheidung regulieren müsste, sondern dass man zudem für den unter Marktpreis verkauften Strom Rationierungsregeln einführen, Arbitragegeschäfte bei den Käufern unterbinden und Ausweichreaktionen der Erzeuger etwa durch Abbau und Verlagerung von Erzeugungskapazitäten in Deutschland unterbinden müsste. Letztlich müsste der Strommarkt bezüglich Preise, Mengen und Investitionen umfassend reguliert werden. Gelänge es in einem Regulierungsregime tatsächlich, die Berücksichtigung von Zertifikatpreisen bei Produktionsentscheidungen zu unterbinden, würden in gleichem Ausmaß der Zutritt von neuen Anbietern erschwert, Investitionsanreize unterdrückt und schließlich der Emissionshandel seiner Funktionsfähigkeit beraubt. Analoges gilt für ein partielles Einpreiseverbot.

Price caps/Gewinnbegrenzung

Price caps können in akuten Notfällen (wie z. B. in Kalifornien während der Krise im Sommer 2000) hilfreich sein, um größere Schäden bei der Nachfrage zu vermeiden. Auch price caps, die weit (nämlich um ein Vielfaches) über den Durchschnittskosten liegen, können unter bestimmten Bedingungen sinnvoll sein (siehe [13]). Price caps, wie sie zuweilen in Deutschland diskutiert werden, würden jedoch funktionierenden Wettbewerb untergraben.

In einem funktionierenden Markt mit nur geringer Preisvolatilität, liegen die Preise ständig nahe an den Durchschnittskosten. Im Strommarkt gibt es angesichts der hohen Preisvolatilität (verursacht durch die Nichtspeicherbarkeit des Stroms und mangelnder Elastizitäten in Nachfrage und Angebot) keinen Grund, warum sie zu irgendeinem Zeitpunkt nahe an den Durchschnittskosten eines gegebenen Kraftwerks liegen sollten. Auch im perfekten Wettbewerb liegt der Preis im Tagesverlauf oft weit unter Durchschnittskosten, kann aber zuweilen weit über Durchschnittskosten hinaussteigen. Auch in der langen Frist gab es nach der Liberalisierung einige Jahre, in denen der Durchschnittspreis signifikant unter Durchschnittskosten lag; erst die Emissionshandelspolitik einschließlich NAP hat den Durchschnittspreis über Durchschnittskosten gehoben (Abschnitt „Preisniveau und die lange Frist“).

Wird nun ein price cap so eingerichtet, dass Preise nicht über die höchsten Durchschnittskosten aller eingesetzten Kraftwerke steigen können, dann führt er in einem Wettbewerbsmarkt aufgrund der Preisvolatilität zu durchschnittlichen Preisen, die kleiner als die Durchschnittskosten sind. Ein price cap in Höhe der Durchschnittskosten ist notwendigerweise aufgrund des „Law of one price“ nur dann langfristig stabil, wenn der Preis *immer* auf Durchschnittkostenniveau liegt. Dies kann aber nur gelingen, wenn die Preisbildung auf Basis von Grenzkosten ausgeschaltet wird. Und dies gelingt wiederum nur, wenn der Wettbewerb ausgeschaltet wird – wenn es also den

Anbietern gelingt, den Preis ständig auf Durchschnittkostenniveau zu halten. Mit anderen Worten, ein price cap, der den Preisen nicht erlaubt, signifikant über die Durchschnittskosten hinaus zu steigen, muss langfristig zwangsläufig zu Marktmachtbildung führen.

Es kann weitere Probleme geben. Da der Emissionshandel die Grenzkosten auf ein Niveau über Durchschnittskosten gehoben hat, würde ein price cap in Höhe der Durchschnittskosten für Teile der Erzeugung einen unmittelbaren Produktionsstopp implizieren, so dass kurzfristig die Versorgung gefährdet wäre. Auch würde ein price cap, der nur in Deutschland eingeführt wird, dazu führen, dass zunächst Strom vermehrt ins Ausland fließt. Mittelfristig fließen dann auch die Investitionsausgaben vermehrt ins Ausland, solange dort kein price cap die Erlöse begrenzt [42].

Die Diskussion in diesem Abschnitt gilt analog für Vorschläge, die auf Gewinnbegrenzung abzielen. Zusammen mit der Diskussion im Abschnitt „Erlös-Kosten Lücke“ wird abermals deutlich, dass Gewinne ein ungeeignetes Maß für den Erfolg von Marktmachtein-dämmung sind.

Strukturelle Eingriffe

Geeignete *strukturelle* Maßnahmen zur Eindämmung von Marktmacht sind eine professionalisierte Marktüberwachung, eine zunehmende Einbeziehung der Nachfrage an der Strombörse sowie diverse kapazitätsfördernde Maßnahmen. Alle drei Maßnahmen zielen darauf ab, den Markt auf ein robusteres Fundament zu stellen, das ihn weniger anfällig für Marktmacht oder andere destabilisierende Faktoren macht.

Market Monitoring

Strommärkte sind komplex. Standardmethoden der Marktmachtmessung und der Marktevaluation funktionieren aufgrund der besonderen Charakteristiken von Strommärkten nicht gut. Probleme durch unzureichende Kapazität, Kostenexplosionen in Brennstoff- und Zertifikatsmärkten, Marktmacht und Politikfehler können schnell viele Mio. oder Mrd. € kosten und schlimmstenfalls zum Kollaps der Strommärkte führen. Daher hat eine Vielzahl von Staaten außerhalb Europas [3] sich entschlossen, ein professionelles und umfassendes „Market Monitoring“ von Strommärkten komplementär zum Wettbewerbsrecht und zu Kartell- und Regulierungsbehörden zu institutionalisieren. Diese Entwicklung gilt als eine der wichtigsten Folgen aus den Erfahrungen mit der Liberalisierung von Strommärkten.

Unerwünschte Effizienz- und Umverteilungswirkungen in Strommärkten können enorme Ausmaße annehmen und lassen sich typischerweise nicht rückgängig machen. Daher sollte Market Monitoring vor allen Dingen in die Zukunft schauen und Probleme in Struktur und Design von Strommärkten sowie im Verhalten der Marktteilnehmer frühzeitig identifizieren und ausmerzen helfen.

Market Monitoring kann für Transparenz sorgen. Es kann Marktdaten und Marktanalysen so entwickeln, sammeln und veröffentlichen, wie es international state-of-the-art ist (siehe etwa im Abschnitt „Sonstige Methoden der Marktmachtmessung“). Dadurch kann es nicht nur helfen, Marktmacht auf solider und wissenschaftlich seriöser Weise zu erkennen, sondern gleichzeitig auch die Ausübung von Marktmacht erschweren sowie abschreckend wirken („sunshine regulation“).

Als Ansprechpartner für Verbände, Verbraucher, Politik und Wirtschaft kann *unabhängiges* Market Monitoring für Vertrauen und

Expertise in den Debatten sorgen: Vertrauen, dass Marktmacht aufgedeckt und in enger Zusammenarbeit mit den Wettbewerbsbehörden verhindert wird, dass die Langfristperspektive nicht aus dem Blickfeld gerät, und dass die unabhängige Expertise einen rationalen und konsistenten energie- und umweltpolitischen Umgang mit Strommärkten erlaubt.

Es gibt eine Reihe von gut dokumentierten Erfahrungen mit Market Monitoring aus anderen Ländern. Wolak [43] beschreibt, wie die Probleme mit Strommärkten in England, USA und Neuseeland mit Fortentwicklungen in den Monitoring-Prozessen beantwortet wurden, und wie z. B. Australien von Anfang an Market Monitoring erfolgreich eingesetzt hat. Twomey et al. [3] geben detailliert in Fallstudien Auskunft darüber, welche Aufgaben und Datensätze Market Monitoring in Theorie und Praxis abarbeiten sollte. (Daher kann dieser Artikel auf Details weitgehend verzichten.) Die Aufzählungen machen deutlich, dass die gegenwärtige Transparenzoffensive an der deutschen Strombörse notwendig ist.

Nachfragereaktionen

An verschiedenen Stellen dieses Artikels wurde deutlich, dass die mangelnde Reaktionsfähigkeit der Nachfrage an der Strombörse ein fundamentales Problem nicht nur für die Höhe der Strompreise, sondern auch für die Effizienz des Stromverbrauchs, für die Effizienz der Stromerzeugung und für die Volatilität der Preise darstellt:

■ Nachfragereaktionen disziplinieren Marktmacht und führen dadurch zu geringeren Preisen. Dies gilt insbesondere bei Produktion nahe an den Kapazitätsgrenzen, wenn der Preissetzungsspielraum einzelner Anbieter groß werden kann (siehe Abb. 4). Wenn die Nachfrage den Preis nicht sieht, kann sie ihm auch nicht ausweichen und sich gegen kurzfristige Preissprünge oder Marktmachtausübung wehren.

■ Auch die Effizienz leidet unter der mangelnden Partizipation der Nachfrage an der Strombörse. Der *Stromverbrauch* ist von den *Erzeugungskosten* nahezu vollständig abgekoppelt. Die Nachfrage bezahlt zum allergrößten Teil einen Durchschnittspreis. Aufgrund der hohen Preisvolatilität ist dies hochgradig ineffizient. Nachfrager, die zu Zeiten geringer Grenzkosten Strom verbrauchen, subventionieren Nachfrager, die zu Zeiten hoher Grenzkosten Strom verbrauchen. Die Kosten des Spitzenlaststroms werden so sozialisiert. Als Konsequenz sind die Nachfragedynamik und spiegelbildlich die Produktionsdynamik ineffizient – und zwar selbst bei perfektem (Anbieter-) Wettbewerb.

■ Kurzfristige Nachfragereaktionen dämpfen zudem die Volatilität in den Preisen, da die Nachfrage dort wachsen würde, wo die Preise gering sind, und dort schrumpfen würde, wo die Preise hoch sind.

■ Aus dem gleichen Grund ersparen kurzfristige Nachfragereaktionen zum Teil kostspielige Spitzenlastkapazität und unfreiwillige Stromausfälle [44].

Kurzfristige Nachfragepartizipation kann jedoch nur durch Investitionen in neue Technologien („intelligente“ Stromzähler, multilaterale und zuverlässige Echtzeitkommunikation, Echtzeitbeurteilung etc.) erreicht werden. Eine Reihe von Studien in anderen Ländern legt nahe, dass erstens bereits geringe Nachfragereaktionen einen großen Unterschied machen können, und dass zweitens der Nutzen aktiver Nachfragepartizipation die Kosten typischerweise übersteigt (siehe z. B. [45] und die dort zitierte Literatur). Deshalb besteht unter vielen Energieökonomern weitgehend Konsens darüber, dass die För-

derung von Nachfragereaktionen an der Strombörse zu den vorrangigsten und wichtigsten Aufgaben bei der Marktmachtein-dämmung und zur Erhöhung der Markteffizienz zählt ([13, 14, 26, 46, 47, 48] und viele andere).

Kapazitätsreserven

Eine der wichtigsten Erkenntnisse der theoretischen und empirischen Strommarktforschung ist, dass Marktmacht ein besonders kritisches Problem ist, wenn die Kapazität knapp ist. In diesem Fall können Mitwettbewerber nur eingeschränkt auf Preiserhöhungen reagieren und Marktmacht disziplinieren (Abb. 3 und Abb. 5). Im Extremfall können Anbieter essenziell (pivotal) für die Stromversorgung werden und dadurch größtmögliche Preissetzungsspielräume besitzen. Sind auf der anderen Seite genügend Kapazitätsreserven vorhanden, ist der Preissetzungsspielraum in der Regel selbst bei oligopolistischem Wettbewerb gering (Siehe Abschnitt „Marktmacht an der Strombörse“ und [17]).

Eine Politik, die für ausreichend Investitionen sorgt, kann daher Marktmacht und Preisspitzen signifikant eindämmen. Dazu gehören langfristig verlässliche energie- und umweltpolitische Rahmenbedingungen. Die Investitionsanreize hängen maßgeblich z. B. davon ab, ob und wann es einen Ausstieg aus der Kernenergie geben wird und wie zukünftig Zertifikate für den Emissionshandel alloziert werden. Die diesbezüglichen politischen Unsicherheiten machen den Erfolg von Investitionen zu einem Glücksspiel. Sie sind zugleich mitverantwortlich für die zurzeit beobachtbaren hohen Gewinne der Erzeuger, denn die Unsicherheiten bezüglich der CO₂-Allokation wirk(t)en als Investitionshemmnisse und verzöger(te)n die Anpassungsprozesse.

Diskriminierungsfreier Marktzutritt ist für eine langfristige Disziplinierung von Marktmacht entscheidend [49]. Marktmacht besitzt nämlich langfristig „selbst-korrigierende“ dynamische Eigenschaften, da aufgrund des „Law of one price“ niemand von den durch Marktmacht induzierten Preissteigerungen ausgeschlossen werden kann. Ist Marktzutritt möglich, ziehen höhere Preise neue Erzeuger an, die die Kapazität ausweiten und dafür sorgen, dass der Preis im langfristigen Durchschnitt nicht systematisch über den Vollkosten liegen kann – auch wenn kurzfristig Marktmachtausübung die Preise beeinflusst [50]. (Problematisch könnte für solche Überlegungen jedoch die Dynamik auf Strommärkten sein. Marktmacht kann in der kurzen Frist große Umverteilungen auslösen. Der ökonomische und politische Schaden in der kurzen Frist ist möglicherweise zu groß und die lange Frist zu lang, als dass Politik und Wirtschaft genügend Geduld für die selbst-korrigierenden Effekte aufbringen könnten.)

Langfristig kann es auch sinnvoll sein, zur Förderung von Investitionen die Einführung von Kapazitätsmärkten in Betracht zu ziehen. Um Vollkosten decken zu können, müssen die Kapazitätsreserven zuweilen knapp werden; andernfalls bleiben die Signale für Kapazitätszubau aus. Auch in einem perfekten Markt müssen also zuweilen Engpässe auftreten, damit der Preis über die variablen Kosten des Grenzkraftwerks hinaus steigen kann, so dass im Durchschnitt – über die Lebensdauer des Kraftwerks hinweg – Vollkostendeckung möglich ist. Aber gerade zu Zeiten von Engpässen ist Marktmacht ein potenziell großes Problem [51]. Zudem dürfte es während der Engpasszeiten schwierig sein, gerechtfertigte Knappheitspreise von Marktmacht zu unterscheiden.

Einen Kapazitätsmarkt kann man sich prinzipiell als einen Terminmarkt für physische Kapazität (nicht für *Stromerzeugung*) vorstellen, in dem die Nachfrager proportional zur Nachfrage

Kapazität kaufen müssen, so dass die erwartete Systemspitzenlast (mehr als) gedeckt wird. Ein Kapazitätsmarkt vermeidet Engpässe, die notwendigerweise in Wettbewerbsmärkten entstehen, wenn Kraftwerke sich lediglich durch den Verkauf von Strom finanzieren müssen [52]. Kapazitätzahlungen dämpfen Marktmachtpotenziale und Preisvolatilitäten, und führen zu robusten und verlässlichen Investitionsanreizen.

Eine detaillierte theoretische Diskussion der Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten auf real existierenden Strommärkten findet sich bei Cramton und Stoff [53]. Ein wesentliches empirisches Argument für die Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten ist die Beobachtung, dass Strombörsen typischerweise *zuwenig* Investitionsanreize erzeugen. Joskow [26] stellte jüngst fest, dass es ein mittlerweile anerkanntes Faktum sei, dass Strombörsen und Strom-Großhandelsmärkte keine adäquaten Anreize für effiziente Investitionen bereitstellen können. Er gibt Beispiele für Märkte, in denen Preise und Nachfrage steigen, aber die Investitionen nicht Schritt halten, so dass für die Zukunft Engpässe projiziert werden. Ein Grund dafür ist, dass Netzstabilität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung ein „öffentliches Gut“ darstellt, so dass individuell zuwenig Anreize bestehen, in dieses zu investieren. Andere Gründe liegen an diversen Mechanismen im Markt und in der Politik, die verhindern, dass die Preise die Knappheiten richtig widerspiegeln können (siehe [26]).

Für Europa und Deutschland sind Kapazitätsengpässe wohl keine akute Herausforderung, weil der Emissionshandel zusammen mit dem NAP für massive Investitionsanreize sorgt (siehe Abschnitt „Erlös-Kosten Lücke“). Ob es ohne Emissionshandel auch in Deutschland mangelnde Investitionsanreize gegeben hätte, wie man sie in anderen Ländern beobachtet, ist eine offene und wichtige Frage. Unabhängig davon gibt es leider keinen Grund zu der Hoffnung, dass die Investitionsanreize, die durch die kostenlose Verteilung von Zertifikaten in Deutschland und Europa gesetzt werden, für ein angemessenes Kapazitätsniveau oder für einen effizienten Kraftwerksmix sorgen können – oder dass diese langfristig einen effizienten Umweltschutz unterstützen [54].

Fazit

Direkte Markteingriffe wie Gewinnbegrenzung, Price caps, Einpreisverbot, oder Vollkosten-basierte Preise laufen Gefahr, den Wettbewerb an der Strombörse zu destabilisieren. Strukturelle Maßnahmen können den Markt dagegen auf ein mittel- und langfristig robusteres Fundament stellen. Dazu gehören vor allen Dingen die stärkere Einbeziehung der Nachfrage und die Schaffung von Anreizen, in genügend und effiziente Kapazität zu investieren. Beide Maßnahmen sind geeignet, Marktmachtpotenzial signifikant einzudämmen und die hohe Preisvolatilität abzumildern. Professionelles und institutionalisiertes unabhängiges Market monitoring hat sich in internationalen Erfahrungen als weiterer signifikanter Faktor zur Vermeidung von typischen Strommarktproblemen erwiesen.

Zusammenfassung

Strommärkte sind komplex. Die Nichtspeicherbarkeit von Strom und die hohe Volatilität von Nachfrage und Angebot sorgen für eine außergewöhnliche Preis- und Mengendynamik. Dies gilt sowohl für die kurze als auch für die lange Frist. Die Nachfrage an der Strombörse ist notorisch unelastisch, und auch das Angebot ist unelastisch, wenn die Kapazitätsreserven knapp werden. Dies führt zu erhöhtem Marktmachtpotenzial. Und schließlich greift die Politik massiv in die Kosten der Stromproduktion ein, um energie- und

umweltpolitische Ziele umzusetzen, die nicht immer miteinander konsistent erscheinen. Der Artikel beschäftigt sich mit dem Einfluss von Marktmacht auf die Preisbildung an der Strombörse, ohne die anderen Faktoren zu ignorieren.

Marktmacht wird als Fähigkeit definiert, den Preis gewinnbringend auf ein Preisniveau zu heben, das über dem Preisniveau bei „perfektem Wettbewerb“ liegt. Perfekter Wettbewerb ist ein hilfreicher – aber fiktiver – Referenzpunkt, der unterstellt, dass kein Anbieter Preise beeinflussen kann. Die Ausübung von Marktmacht an der Strombörse geschieht durch Zurückhaltung von Kapazität, so dass die Preise über die minimalen Grenzkosten der Produktion hinaus steigen. Sie wird durch Reaktionen anderer Marktteilnehmer diszipliniert. Grundsätzlich gilt, dass der Abstand zwischen Preisforderungen und Grenzkosten mit der Nachfrageelastizität, den Kapazitätsreserven, der Anbieterzahl und dem Termingeschäftsvolumen kleiner wird.

Wissenschaftlich seriöse und unabhängige empirische Arbeiten zur Marktmachtmessung an der Strombörse sind in Deutschland vergleichsweise rar. Studien, die das Marktmachtpotenzial bewerten, kommen oft zu vergleichsweise positiven Bewertungen. Der Energy Sector Inquiry der Europäischen Kommission [24] zeigt für 2005 auf, dass der Konzentrationsgrad in Deutschland im europäischen Vergleich relativ gering ist, die großen deutschen Anbieter nicht „essenziell“ für die Befriedigung der Stromnachfrage sind und die Strombörsenpreise im unteren Mittelfeld liegen. Einige Arbeiten, die Marktmachtausübung messen, kommen zu dem Schluss, dass die Preise an der Strombörse von den Preisen abweichen, die sich bei „perfektem Wettbewerb“ einstellen würden. Die Versuche, Marktmachtpotenzial oder -ausübung zu messen, können jedoch in großen Teilen der besonderen Dynamik auf Strommärkten nicht gerecht werden.

Auf Basis der vorliegenden Evidenz erscheint der Schluss unzulässig, dass Marktmacht an der Strombörse hinreichend preistreibend gewirkt hat, um wettbewerbspolitische Eingriffe in die Preisbildung rechtfertigen zu können. Insbesondere gibt es überzeugende theoretische und empirische Evidenz dafür, dass die stark kritisierten Strompreiserhöhungen und die resultierenden Gewinnsteigerungen der Anbieter im Jahr 2005 nicht auf die Ausübung von Marktmacht zurückgeführt werden können, sondern vielmehr vornehmlich die direkte Folge der Emissionshandelspolitik einschließlich der Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans (sowie von Brennstoffpreisentwicklungen) sind.

Direkte Markteingriffe wie Gewinnbegrenzung, Price caps, Einpreisverbot, oder kostenbasierte Preise sind ungeeignet, die Strompreise an der Strombörse zu dämpfen. Strukturelle Maßnahmen können Strommärkte jedoch mittel- und langfristig auf ein robusteres Fundament stellen. Dazu gehören insbesondere die stärkere Einbeziehung der Nachfrage und die Schaffung von Anreizen, in genügend Kapazität zu investieren. Beide Maßnahmen sind geeignet, Marktmachtpotenzial einzudämmen und die hohe Preisvolatilität abzumildern. Professionelles unabhängiges Market Monitoring hat sich in internationalen Erfahrungen angesichts der außergewöhnlichen Strommarktdynamik als weiterer signifikanter Faktor zur vorsorglichen Vermeidung von Marktmacht- und anderen Problemen erwiesen.

Anmerkungen

[1] Sioshansi, F. P. and Pfaffenberger, W.: *Electricity Market Reform: An International Perspective*. Elsevier 2006.

- [2] Jamasb, T. and Pollitt, M.: *Electricity Market Reform in the European Union: Review of Progress towards Liberalization and Integration*. Energy Journal 2005.
- [3] Der Artikel beschäftigt sich also mit „horizontaler Marktmacht“ an der Strombörse. Es beschäftigt sich nicht mit vertikaler Marktmacht, bei der Marktmachtausübung in einem Bereich Auswirkungen auf einen anderen Bereich hat (z. B. die Interaktion von Erzeugungs- und Netzbereichen). Er beschäftigt sich auch nicht mit Netzentgelten oder anderen Faktoren außerhalb der Strombörse, die die Endkundenpreise beeinflussen können. Schließlich thematisiert er auch nicht die Interaktion von Übertragungsgespässen und Marktmachtausübung. Siehe dazu Twomey, P.; Green, R.; Neuhoff, K. and Newbery, D.: *A Review of the Monitoring of Market Power*. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0504; Cambridge 2006.
- [4] Zuweilen wird in der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur bei der Marktmachtdefinition auch gefordert, dass die Preise über eine signifikante Zeitperiode hinweg beeinflusst werden können. Aufgrund der außergewöhnlichen Dynamik an Strombörsen könnte diese Einschränkung allerdings zu stark sein.
- [5] Wäre dem nicht so, bestünde insbesondere bei Kapazitätsengpässen Preissetzungsspielraum und damit Marktmacht (siehe Abschnitt „Marktmachtmessung in Theorie und Praxis“).
- [6] Hier wird angenommen, dass die Grenzkosten der Stromerzeugung für ein gegebenes Kraftwerk unabhängig davon sind, wie viel Strom das Kraftwerk produziert, solange es nicht an seine Kapazitätsgrenze stößt. Diese Annahme dient lediglich der Vereinfachung der Darstellung und ist für keines der Argumente in diesem Artikel kritisch.
- [7] Tatsächlich ist die Situation etwas komplexer. So können z. B. auch Blockgebote abgegeben werden, so dass Anfahrtskosten berücksichtigt werden können. Zudem findet auch Intraday-Handel statt. Von solchen Komplexitäten, die die fundamentalen Argumente nicht tangieren, soll hier abstrahiert werden. Dasselbe gilt für diverse Unsicherheiten, die an dieser Stelle nicht weiter behandelt werden sollen. Z. B. kennt ein Anbieter bei Abgabe seiner individuellen Angebotsfunktion nicht die Nachfrage oder die Angebotsentscheidung der Mitwettbewerber.
- [8] Aus Anbietersicht gibt es jedoch Unterschiede zwischen ökonomischer und physischer Zurückhaltung. Physische Zurückhaltung könnte z. B. bei hohen Anfahrtskosten vorgezogen werden, während ökonomische Zurückhaltung die Option erhält, dass das Kraftwerk bei sehr hohen Marktpreisen doch zum Einsatz kommt. Auch bei der Marktmachtmessung können die Unterschiede zwischen ökonomischer und physischer Zurückhaltung relevant werden.
- [9] Die Abbildung demonstriert die Äquivalenz von physischer und ökonomischer Zurückhaltung aus Sicht der Marktmachtproblematik. Es macht keinen Unterschied, ob man die neue Angebotsfunktion so interpretiert, dass sie im Vergleich zur alten Angebotsfunktion teilweise nach links verschoben wird (Kraftwerke werden physisch zurückgehalten) oder teilweise nach oben verschoben wird (die Preisforderungen steigen). Beide Interpretationen sind denkbar.
- [10] Langfristig kann auch „potenzieller“ Wettbewerb Marktmacht disziplinieren, da hohe Strompreise zu vermehrtem Markteintritt führen.
- [11] Ausubel, L. M.; Cramton, P.: *Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions*. Working Paper, University of Maryland 2002.
- [12] Klemperer, Paul D.; Meyer, M. A.: *Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty*. *Econometrica*, 57/1989; pp. 1243-1278.
- [13] Zwei eher theoretische Anmerkungen sind hier angebracht. Erstens sind Standardmodelle oligopolistischen Verhaltens, die sich entweder auf Mengen- oder Preiswettbewerb beschränken, für die Modellierung von Strommärkten vergleichsweise ungeeignet, da an Strombörsen in Angebotsfunktionen konkurriert wird, die sowohl Preis- als auch Mengenwettbewerb reflektieren. „Reine“ Modelle des Preiswettbewerbs führen typischerweise zu einer zu optimistischen Sicht des Wettbewerbspotenzials, während Modelle des Mengenwettbewerbs theoretisch und empirisch das Marktmachtpotenzial typischerweise überschätzen (siehe z. B. Stoft, S.: *Power System Economics*. IEEE Press 2002.). Eine andere wichtige Frage ist, wie sich wiederholte Interaktion auf die Analyse auswirkt. Bei wiederholter Interaktion sind Modelle denkbar (und konstruiert worden), die sowohl stärker kompetitives als auch stärker kooperatives Verhalten der Anbieter zulassen. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass die wiederholte Interaktion einen zusätzlichen Einfluss auf Marktergebnisse hat. Die theoretische und empirische Literatur blendet jedoch diesen Einfluss überwiegend aus (wobei es natürlich Ausnahmen gibt, z. B. Le Coq, C.: *Long-Term Supply Contracts and Collusion in the Electricity Market*. Working Paper, Stockholm School of Economics 2004), weil zum einen eindeutige Aussagen inhärent schwierig sind und weil sich zum anderen die einfacheren Modelle in vielen Situationen als nützlich und empirisch valide erwiesen haben.
- [14] Borenstein, S.: *The Trouble with Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster*. *Journal of Economic Perspectives*, 16 (1) 2002: 191-211.
- [15] Brandts, J.; Pezanos-Christou, P.; Schram, A.: *Competition with Forward Contracts: A Laboratory Analysis Motivated by Electricity Market Design*. *Economic Journal* (noch nicht veröffentlicht).
- [16] Cramton, P.: *Competitive Bidding Behavior in Uniform-Price Auction Markets*. *Proceedings of the Hawaii International Conference on System Sciences*, 2004.
- [17] Müsgens, F.: *Quantifying Market Power in the German Wholesale Electricity Market Using a Dynamic Multi-Regional Dispatch Model*. *Journal of Industrial Economics*, 54 (4) 2006: 471.
- [18] Wolfram, C. D.: *Strategic Bidding in a multiunit auction: an empirical analysis of bids to supply electricity in England and Wales*. *Rand Journal of Economics*, 29 (4) 1998: 703-725.
- [19] An anderer Stelle wurde der wichtige Einfluss von Brennstoffpreisen und einigen anderen Faktoren auf die Entwicklung der Börsenpreise zur Genüge diskutiert (z. B. in: Katzen, C.; Ockenfels, A.; Peek, M.: *Sind die Gesetze des Wettbewerbs auf dem Strommarkt außer Kraft gesetzt? – Analyse der Strompreisentwicklung auf dem Großhandelsmarkt in Deutschland*. „et“ spezial, 50. Jg, 2005: 4-11.). Zwischen Emissionshandel und Brennstoffpreisen gibt es auch diverse Rückkopplungs- und Verstärkungseffekte. Ein Anstieg der Gaspreise führt z. B. zu Preissteigerungen im Emissionshandel und umgekehrt. Über den Einfluss des Emissionshandels auf die Strombörse habe ich verschiedentlich auch öffentlich Stellung bezogen, auch als Sachverständiger für E.ON.
- [20] Nicht handelbare Zertifikate besitzen keinen Wert – aber auch keine umweltfreundliche Steuerungswirkung.
- [21] In Strommärkten entstehen Opportunitäten nicht nur im Emissionshandel, sondern in einer Reihe weiterer interdependenter Märkte. Ein Beispiel ist ein Wasserkraftwerk, das aus einem kleinen Stausee gespeist wird. Produziert es für den heutigen Stromgroßhandel Elektrizität, ist die Erzeugungskapazität für den morgigen Markt (der Opportunität) geringer. Erwartet der Anbieter morgen höhere Preise, wird er folglich heute keinen Strom produzieren, und zwar selbst dann, wenn der heutige Preis über den heutigen variablen Produktionskosten liegt. Der Anbieter wird vielmehr mindestens einen Preis fordern, der seinen Opportunitätskosten entspricht, die von den zukünftigen Preisen abhängen. Auch kann Strom, der an der Strombörse verkauft wird, z. B. weder im Regelenergiemarkt noch in benachbarten Großhandelsmärkten verkauft werden. Die Preise, die sich in diesen konkurrierenden Märkten ergeben, sind also unmittelbar für die Preisforderung und Angebotsentscheidung an der Strombörse relevant, und werden von rationalen Anbietern berücksichtigt. Ähnliches gilt z. B. auch für den Kapitaleinsatz. Unabhängig davon, ob das Kapital z. B. geerbt wurde oder bei einer Bank aufgenommen werden muss wird es nur dann in der Stromerzeugung eingesetzt, wenn es dort eine höhere Rendite abwirft als bei alternativen Anlageformen.
- [22] Tatsächlich ist das Problem eines Stromerzeugers komplexer: Er muss nicht nur entscheiden, ob, sondern auch wie viel Strom er erzeugt, wie er die Stromerzeugung auf die verschiedenen Kraftwerke verteilt, ob und wieviele Zertifikate er wann kauft oder verkauft, und dies alles bei hochvolatilen Brennstoff-, Strom- und Zertifikatpreisen. Beispiel 2 illustriert die **fundamentale** Anreizstruktur des Emissionshandels.
- [23] Bei „mittlerer Marktmacht“ und einem Gewinn ohne Emissionshandel von 500 000 € würden die Preisforderungen weniger steigen als bei einem Gewinn ohne Emissionshandel von 100 000 €.
- [24] *Energy Sector Inquiry* der Europäischen Kommission. Brüssel 2007. http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/#final
- [25] Schwarz, H.-G.; Lang, C.: *The Rise in German Wholesale Electricity Prices: Fundamental Factors, Exercise of Market Power, or both?* *IWE Working Paper Nr. 02* 2006.
- [26] Dies gilt auch, wenn man z. B. berücksichtigt, dass neue Kraftwerke höhere Wirkungsgrade haben oder wenn Regelenergiemärkte in die Analyse einbezogen werden (siehe z. B. Stoft [13], Kahn, A.: *The Adequacy of Prospective Returns on Generation Investments under Price Control Mechanisms*. *The Electricity Journal*, 15 (2) 2002, 37-46 oder Joskow, P. L.: *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*. Working paper, MIT 2006).
- [27] Grafisch bedeutet dies, dass die Nachfrage den vertikalen Teil der Grenzkostenkurve rechts oben in Abb. 1 schneidet.

[28] Siehe z. B. Stoff [13], Kahn oder Joskow [26] für die Theorie der Strommärkte aus Langfristsperspektive. 2006 lagen die Strompreise in Deutschland in einer Spanne zwischen 0 bis über 2 000 €/MWh.

[29] Analog können „inframarginale“ Kraftwerke auch von anderen Grenzkostenrelevanten Effekten profitieren. Z. B. profitieren Kernkraftwerke von Gaspreiserhöhungen. Der Markt gibt so effiziente Investitionssignale; „inframarginale“ Renten dienen der Vollkostendeckung.

[30] Dieser Zusammenhang war vor der Liberalisierung exakt umgekehrt: hohe Investitionskosten implizierten hohe (regulierte) Preise und niedrige Investitionskosten niedrige Preise.

[31] Wenn 96 % der gesamten zur Verfügung stehenden Kapazität benötigt wird, um die (unelastische) Nachfrage zu decken, ist ein Anbieter mit 5 % Kapazität pivotal.

[32] Durch strategisches Verhalten können prinzipiell auch Übertragungsengpässe induziert werden; diese Form der Marktmacht spielt aber in Deutschland vermutlich noch keine große Rolle und wird deshalb in diesem Artikel nicht weiter behandelt.

[33] Newbery, D.: Electricity pricing, the ETS, and market power in the gas market. Vortrag am Max Planck Institut in Bonn 2006.

[34] Sheffrin, A.: Predicting Market Power Using the Residual Supply Index. Mimeo 2002.

[35] Dies deckt sich mit der Aussage von Peek: „Unter Berücksichtigung des Auslandes würden Kapazitätsengpässe erst bei einer Zurückhaltung der gesamten Kapazitäten der beiden größten Unternehmen – E.ON und RWE – und dieses auch nur in Spitzenlastzeiten auftreten, um die Nachfrage in diesen Perioden (ca. 75-80 GW) decken zu können. Die Kapazitäten eines einzelnen Unternehmens sind auch in Spitzenlastzeiten nicht notwendig, um die Nachfrage zu befriedigen. In Schwachlastzeiten könnte die Nachfrage (ca. 30-35 GW) auch ohne die Kraftwerksleistung der vier größten Stromerzeuger gedeckt werden.“ (Für eine Evaluation hinsichtlich Marktmachtpotenziale müsste jedoch zusätzlich die eindämmende Rolle der Termingeschäfte berücksichtigt werden.) Es sei angemerkt, dass die Berücksichtigung von Importen bei der Berechnung der Indizes für Deutschland eine signifikante Rolle spielt. Peek, M.: Strompreisentwicklung am deutschen Großhandelsmarkt – Der Einfluss von Fundamentalfaktoren. In: Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb – emw, 5/2005, 31-37.

[36] Wolfram [18] beobachtete z. B. in England, dass Anbieter mit mehr „inframarginalen“ Kraftwerken bei vergleichbaren Kraftwerken höhere Gebote abgeben haben.

[37] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft: Gibt es strategisches Verhalten auf dem Strom-Spotmarkt?, VIK-Mitteilungen 6/2006, 128-131 (Richmann und Loske).

[38] Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass Marktmacht nicht nur negative Auswirkungen auf die Preise hat, sondern typischerweise auch die Produktionseffizienz beeinträchtigt. In diesem Artikel werden allerdings vornehmlich Preiswirkungen beschrieben, da die Effizienzwirkungen in den politischen und öffentlichen Debatten nur eine sekundäre Rolle spielen.

[39] In verschiedenen Regionen und zu verschiedenen Zeiten kann es natürlich, z. B. aufgrund von Übertragungsengpässen, zu Preisunterschieden kommen. Strom in Italien und Strom in Deutschland oder Strom am Sonntagmorgen und Strom am Montagmorgen sind – aus ökonomischer Sicht – unterschiedliche Güter.

[40] Eine Optimierung von Details in den Preisfindungsmechanismen könnte jedoch helfen. Z. B. gibt es eine Reihe von Herausforderungen im Regelenergiemarkt oder bei der Auktionierung von Übertragungskapazitäten. Die moderne Marktdesign-Forschung kann zu signifikanten Effizienzverbesserungen beitragen, wie eine Reihe von Fallstudien belegt (Kittsteiner, T.; Ockenfels, A.: Market Design: A Selective Review. Zeitschrift für Betriebswirtschaft, Special Issue 2006, 121-143; sowie Müsgens, F.; Ockenfels, A.: Marktdesign in der Energiewirtschaft. In: Franz, W.; Hesse, H.; Ramsler, H. J.; Stadler, M. (eds.): Umwelt und Energie, Wirtschaftswissenschaftliches Seminar Ottobeuren, Mohr Siebeck, Tübingen 2006).

[41] Die Forderung nach einem „Einpreisverbot“ ist schon per se eigentümlich, verkennet sie doch die Funktionsweise des Emissionshandels (Abschnitt „Verhaltensanalyse und Emissionshandel“).

[42] Price caps können weitere sekundäre Effekte nach sich ziehen. Einer ist, dass die Bereitschaft der Stromnachfrage nachlässt, Strom auf Terminmärkten zu kaufen.

[43] Wolak, F.: Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring. University of California Energy Institute 2004, Working paper CSEM WP 134.

[44] Man stelle sich vor, dass die Airline-Industrie das ganze Jahr für alle Flüge denselben (Durchschnitts-) Preis verlangt und zugleich die Nachfrage vollständig und zuverlässig bedienen muss – wie es im Strommarkt analog der Fall ist. Die Konsequenz wären offensichtlich ineffiziente Überkapazitäten, da genügend Kapazitäten vorgehalten werden

müssen, um auch den Weihnachtsansturm zu demselben Preis wie an jedem anderen Tag vollständig bedienen zu können.

[45] Neumann, S.; Sioshansi, F.; Vojdani, A.; Yee, G.: How to get more response from demand response. The Electricity Journal 2006, 19, 8, 24-31.

[46] Hunt, S.: Making Competition Work in Electricity. Wiley 2002.

[47] Cramton, P.; Stoff, S.: A Capacity Market that Makes Sense. Electricity Journal 2005, 18, 43-54.

[48] Borenstein, S.: The Long Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing. The Energy Journal 2005, 26(3), 93-116.

[49] Auch deshalb steht dieses Thema bei der Europäischen Kommission und der Bundesnetzagentur zu Recht auf der Tagesordnung.

[50] Natürlich schadet kurzfristige Marktmachtausübung typischerweise der Produktionseffizienz.

[51] Selbst in nahezu perfekten Wettbewerbsmärkten können die Anbieter zu Knappheitszeiten pivotal werden. Die Ausübung von Marktmacht kann zur Vollkostendeckung beitragen, ohne dass Kapazitätsengpässe auftreten müssen. (Dieser Effekt von Marktmacht wird jedoch mit Ineffizienz der Stromerzeugung erkaufte.)

[52] Von dem Einfluss von Regelenergiemärkten wird hier abstrahiert. Der Preis für Kapazität geht gegen Null, wenn die Strombörse (zusammen mit den Regelenergiemärkten) robust Investitionsanreize schafft.

[53] Cramton, P.; Stoff, S.: The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. Working paper 2006.

[54] Es gibt ausreichend Grund zu der Annahme, dass im Bereich des Emissionshandels (einschließlich Ausgestaltung des NAP) und des Klimaschutzes signifikante Effizienzsteigerungen und „gerechtere“ Verteilungswirkungen durch optimiertes Marktdesign möglich sind. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieses Artikels.

Weitere Literatur

Bolle, F.: Supply Function Equilibria and the Danger of Tacit Collusion: The Case of Spot Markets for Electricity. Energy Economics, 14, 1992: 94-102.

Borenstein, S.; Bushnell, J.; Wolak, F.: Measuring Market Inefficiencies in California's Wholesale Electricity Industry. American Economic Review, 92 (5) 2002: 1376-1405.

Joskow, P.; Tirole, J.: Reliability and competitive electricity markets. Rand Journal of Economics (Noch nicht erschienen).

Milgrom, P.: Putting Auction Theory to Work. Cambridge University Press 2004.

Sioshansi, F. P.: Electricity Market Reform: What have we learned? What have we gained? Electricity Journal, 19 (9) 2006: 70-83.

Prof. Dr. A. Ockenfels, Staatswissenschaftliches Seminar, Universität Köln

<http://ockenfels.uni-koeln.de>