e|m|w

Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb

Nr. 3 | Juni 2013

Sonderdruck

3|13

Strommarkt am Scheideweg

VON ANDREAS MUNDT

ISSN: 1611-2997

ener|gate

con|energy gruppe

ener|gate Verlag, Essen

Strommarkt am Scheideweg

Braucht die deutsche Stromwirtschaft ein neues Marktdesign? Diese Frage wird derzeit lebhaft in der Branche diskutiert. Die massive Förderung erneuerbarer Energien hat eine Interventionsspirale in Gang gesetzt, die nun auch bei der bisher wettbewerblich organisierten konventionellen Erzeugung angekommen ist. Im Raum stehen staatliche Markteingriffe zur Subventionierung von Kraftwerksbetreibern. Marktmechanismen würden damit immer weiter zurückgedrängt.

VON ANDREAS MUNDT

Fünfzehn Jahre nach der Liberalisierung ist der Strommarkt erneut im Umbruch. Mittlerweile kommt rund ein Viertel der deutschen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dies hat einschneidende Folgen für die konventionelle Erzeugung. Die Benutzungsstunden konventioneller Kraftwerke sinken und mittel- bis langfristig ist ein Umbau des konventionellen Kraftwerksparks hin zu einer flexibleren Erzeugung notwendig. Aktuell ist jedoch zu beobachten, dass mit Verweis auf die sinkenden Benutzungsstunden und Erlöse geplante Kraftwerksprojekte storniert werden und immer häufiger sogar von Kraftwerksstilllegungen die Rede ist. Dies gilt vor allem auch für sehr flexibel einsetzbare Gaskraftwerke.

Vermehrt wird bezweifelt, ob vom Energy-only-Markt in Zukunft hinreichende Preissignale zu erwarten sind, um Anreize für Kraftwerksinvestitionen zu setzen und so die Versorgungssicherheit in einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung zu gewährleisten. Entsprechend ist die Diskussion um zusätzliche Vergütungen für konventionelle Kraftwerke – sogenannte Kapazitätsmechanismen – in vollem Gange.

Hat der Markt schon versagt?

Ausgangspunkt der Debatte um die Einführung von Kapazitätsmechanismen ist die These, dass der Energy-only-Markt nicht mehr in der Lage ist, ausreichende Investitionsanreize für die benötigten Erzeugungskapazitäten bereitzustellen. Aus der aktuellen Marktlage wird vielfach gefolgert, dass der Markt versagt habe. Schwerpunkt der Diskussion ist das „wie“ und nicht das „ob“ geeigneter Kapazitätsmechanismen.

Doch hat der Markt wirklich schon versagt? Es ist zwar richtig, dass das Marktpreisniveau aktuell niedrig ist und entsprechend schwache Investitionssignale für neue Anlagen aussendet. Auch ist der Einsatz von Gaskraftwerken deutlich zurückgegangen.

Diese Entwicklung muss jedoch kein Zeichen für ein strukturelles Marktversagen und korrekturbedürftige Investitionsanreize sein. Vielmehr kann sie auch eine nachvollziehbare und marktkonforme Reaktion auf die politisch gewollten Änderungen der letzten Zeit darstellen.

Durch den massiven Zubau an erneuerbaren Energien sowie die bessere Kopplung mit anderen europäischen Märkten ist der Markt zu vielen Zeitpunkten durch Überkapazitäten gekennzeichnet. Hierdurch werden vor allem die besonders teuren Spitzenlastkraftwerke aus der Merit-order verdrängt. Spitzenlastkraftwerke kommen so auf weniger Benutzungsstunden. Und auf dem Gesamtmarkt stellt sich ein niedrigeres Preisniveau ein. Auch weitere Faktoren wie die derzeit günstigen Preise für Kohle und CO_2-Zertifikate tragen zum niedrigen Preisniveau auf dem Stromerzeugungsmarkt bei.

Der Verweis auf die derzeitige Marktsituation vermag allerdings noch nicht die Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes zu widerlegen. Es ist durchaus denkbar, dass es mit einem weiter steigenden Zubau erneuerbarer Energien bei der konventionellen Erzeugung zu einer Verschiebung von Grund- und Mittellastkraftwerken hin zu Spitzenlastkraftwerken kommt. Hierdurch könnte sich ein steigendes Preisniveau einstellen, das auch entsprechende Investitionen wieder attraktiver macht.

Keine übereilte Einführung von Kapazitätsmärkten

Solange ein strukturelles und dauerhaftes Versagen des Energy-only-Marktes zweifelhaft ist, sind regulatorische Markteingriffe zur völligen Neuordnung des Strommarktes zu hinterfragen. Von vielen Seiten ertönen jedoch derzeit Rufe nach sogenannten Kapazitätsmärkten. Diese sehen für Kraftwerksbetreiber neben der Vergütung der elektrischen Arbeit auch eine Vergütung für die Vorhaltung gesicherter Leistung vor. Die vorgeschlagenen Modelle sind vielfältig. Alle bedeuten sie jedoch eine unterschiedlich stark ausgeprägte Abkehr von den Mechanismen des Energy-only-Marktes.

Insbesondere das Modell der Versorgungssicherheitsverträge sowie fokussierte Kapazitätsmarktmodelle bringen einen hohen Bürokratieaufwand mit sich und führen zu einem beträchtlichen Planungs- und Umverteilungsbedarf. Aufgrund der langen Investitionszyklen bei Kraftwerken müssen einzelne Modellparameter, wie z.B. der Ausübungspreis, langfristig festgelegt werden. Entsprechend hat die Ausgestaltung dieser Parameter auf der Basis heutiger Erkenntnisse Folgen, die weit in die Zukunft hineinwirken. Einmal etablierte Kapazitätsmarktmodelle sind wenig flexibel und nicht ohne Weiteres reversibel. Die Unwägbarkeiten der künftigen Entwicklungen auf dem Strommarkt sind derzeit allerdings zahlreich und im Ausmaß erheblich. Die Gefahr von langfristigem Regulierungsversagen ist daher ebenfalls nicht zu unterschätzen.

Marktmechanismen möglichst weitgehend beibehalten

Vieles spricht allerdings dafür, dass die Stromversorgung ohne korrigierende staatliche Eingriffe auf lange Sicht nicht gesichert werden kann. Aus wettbewerblicher Perspektive sollten Markteingriffe jedoch stets auf das unabdingbare Maß beschränkt werden, um den Marktakteuren so viel wettbewerblichen Spielraum wie möglich zu belassen, die wettbewerbliche Funktionsweise der Energy-only-Märkte so weit wie möglich zu erhalten und so die Innovationspotentiale des Marktes weiterhin zu nutzen.

Ein Modell, das Markteingriffe vergleichsweise gering ausfallen lässt, ist das Modell der Strategischen Reserve. Diese knüpft an bestehende Marktmechanismen an und dient als zusätzliche „Versicherung“ des Energy-only-Markts in Ausnahmesituationen. Deutliche Vorteile eines solchen Modells angesichts der derzeitigen Unwägbarkeiten des Energiemarktes sind seine Flexibilität sowie seine Anpassungsfähigkeit an die tatsächliche und schwer zu prognostizierende Entwicklung des Marktes. Die Korrekturfähigkeit eines solchen Modells lässt die Gefahr von Regulierungsversagen als deutlich geringer erscheinen.

Wiederum andere Modelle sehen die Schaffung eines dezentralen Leistungsmarktes vor, auf dem sich Nachfrager mit gesicherter Leistung eindecken müssen. Auch diese Modelle basieren grundsätzlich auf Marktmechanismen. Es stellen sich hier allerdings viele Fragen, die einer intensiven weiteren Diskussion bedürfen.

Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen

Die Bedeutung einer flexibleren konventionellen Stromerzeugung darf auch nicht den Blick dafür verstellen, dass es weitere Flexibilitätsoptionen gibt, die die fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien mit dem Verbrauch in Einklang bringen können. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang insbesondere ein flexibles Lastmanagement, der Zubau von Speichern und auch die Flexibilisierung der erneuerbaren Energien selbst.

Um die Energiewende erfolgreich gestalten zu können, bedarf es des Einsatzes aller dieser Flexibilitätsbausteine in einem effizienten Mix. Erforderlich ist ein technologieoffener Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen, um Kosteneffizienz zu gewährleisten. Hier darf es keine Vorfestlegung eines „Gewinners“ geben. Vielmehr müssen Hemmnisse für einzelne Technologien abgebaut und Sonderregelungen vermieden werden.

Dabei muss berücksichtigt werden, dass gerade die Anreize für ein effektives Lastmanagement und den Speicherbau durch einen Kapazitätsmechanismus beschädigt werden könnten. Gerade das Potenzial des Lastmanagements bei der Systemintegration von erneuerbaren Energien ist dabei nicht zu unterschätzen. Wenn die Produktion erneuerbarer Energien gering, die Nachfrage jedoch hoch ist, kann durch ein effektives Lastmanagement die Nachfrage verringert werden. Ist dagegen die Produktion erneuerbarer Energien hoch und sind die Strompreise niedrig, kann ein Lastmanagement die Nachfrage erhöhen und so die Strompreise stabilisieren. Erwünschte Nebeneffekte wären erhöhte Einnahmen für die Einspeiser erneuerbarer Energien und eine Entlastung der EEG-Umlage.

Ohne Anreize durch entsprechende Preissignale würde sich das technologische Potenzial des Lastmanagements jedoch nicht hinreichend entfalten können. Einige Kapazitätsmechanismen wie das System der Versorgungssicherheitsverträge sehen aber gerade vor, entsprechende Preissignale abzuschneiden. Hier besteht die Gefahr, dass die für die Marktintegration erneuerbarer Energien wichtigen Potentiale des Lastmanagements nicht genügend mobilisiert werden können. Den Zielen der Energiewende und der Versorgungssicherheit wäre das nicht zuträglich.

Europäischen Binnenmarkt nicht verhindern, sondern nutzen

Schon heute ist Europa ein Flickenteppich aus verschiedenen Fördersystemen für erneuerbare Energien und Kraftwerkskapazitäten. Und wie die Debatte in Deutschland zeigt, wird dieser Flickenteppich immer bunter. Rein nationale Fördersysteme für erneuerbare Energien und Kapazitätsmechanismen führen jedoch zu erheblichen Marktverzerrungen und Fehlallokationen von Ressourcen. Der Verwirklichung des Binnenmarktes ist dies alles andere als zuträglich.

Eine weitestmögliche Harmonisierung und Koordinierung der verschiedenen Systeme ist daher das Gebot der Stunde. Zwar scheint eine völlige Harmonisierung außer Reichweite zu sein. Gerade darum ist es aber wichtig, alles dafür zu tun, die unterschiedlichen Systeme so kompatibel wie möglich zu machen. So könnte zum Beispiel bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen die Menge der bereitzuhaltenden Kapazität europaweit, zumindest aber mit Nachbarstaaten koordiniert werden.

Selbst kleine Schritte sind hier besser als gar keine Schritte. Andernfalls besteht die Gefahr, dass der angestrebte europäische Strombinnenmarkt bei der Kraftwerkserzeugung zu einem nutzlosen „Wettbewerb“ der Förder- und Regulierungsmodelle wird. Näher läge es, den europäischen Verbund zu nutzen, indem Versorgungssicherheit europäisch definiert wird statt national. Hierdurch ließe sich auch der Bedarf an konventionellen Back-up-Kapazitäten in Deutschland weiter reduzieren. Zwar ist eine Abkehr vom Gebot der nationalen Autarkie nicht auf Knopfdruck möglich. An den Voraussetzungen für eine europäische Definition der Versorgungssicherheit sollte aber mit Hochdruck gearbeitet werden.

Verlässliche Rahmenbedingungen

In einem Industriebereich mit einem Investitionshorizont von rund 40 Jahren ist es von entscheidender Bedeutung, dass Investitionen in Kraftwerke, das Lastmanagement, neue Speichertechnologien oder den Speicherausbau nur bei verlässlichen Rahmenbedingungen vorgenommen werden. Der Strommarkt ist durch hohe Investitionsvolumina und lange Investitionszyklen gekennzeichnet. In Einzelfällen können staatliche Eingriffe zu einer Entwertung von Investitionen führen. In der Debatte um die Einführung von Kapazitätsmechanismen muss es daher auch darum gehen, den Marktteilnehmern langfristige Investitionssicherheit zu bieten.

Fazit

Der Strommarkt steht am Scheideweg. Kapazitätsmechanismen greifen – ungeachtet ob Strategische Reserve oder Kapazitätsmarkt – in wettbewerblich organisierte Märkte ein. Markteingriffe bergen die Gefahr von Regulierungsversagen und drohen darüber hinaus, weitere Markteingriffe zur Korrektur von Regulierungsfehlern nach sich zu ziehen. Besondere Vorsicht und größtmögliche Zurückhaltung bei staatlichen Eingriffen in den Strommarkt sind daher das Gebot der Stunde. Marktmechanismen und die Potenziale einer weiteren Marktintegration in Europa sollten so weit wie möglich aufrecht erhalten und genutzt werden. Nur so kann die Energiewende gelingen. ■

zur Person

Andreas Mundt

- Jahrgang 1960
- 1991 Eintritt in das Bundesministerium für Wirtschaft, Referent „Leitungsstab Neue Bundesländer“
- 1993 Referent für Arbeits- und Sozialrecht bei der FDP-Bundestagsfraktion
- 2000 Eintritt in das Bundeskartellamt, Beisitzer in der 8. Beschlussabteilung (Kreditinstitute und Lotteriewesen)
- 2001 Leiter des Referates „Internationale Wettbewerbsfragen“, Beisitzer in der 4. Beschlussabteilung (Kartengestützte Zahlungssysteme)
- 2005 Leiter der Grundsatzabteilung
- 2009 Präsident des Bundeskartellamtes