

Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden

von Karsten Neuhoff

Die Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien würde Flexibilität für die weitere Integration erneuerbarer Energien schaffen und zu erheblichen Einsparungen von Kosten und Emissionen führen. Dafür müssen die Strommärkte in dreierlei Hinsicht anders organisiert werden: Erstens erfolgen bisher die meisten Handelsaktivitäten – und damit auch die Produktionsentscheidungen – spätestens am Vortag der Stromproduktion. Doch für die effektive Nutzung von Windprognosen, die erst wenige Stunden vor der Produktion relativ genau sind, ist kurzfristige Anpassung notwendig. Zweitens hängt der Bedarf an Regelenergie zur Netzstabilisierung von dem Erzeugungsmix ab; die meisten Kraftwerke können Regelenergie nur zusammen mit Strom anbieten. Gegenwärtig wird Regelenergie jedoch getrennt von Strom und oft auf der Basis langfristiger Verträge gehandelt. Drittens kompensiert der Netzbetreiber im Allgemeinen Marktteilnehmer für Netzengpässe. Doch mit 200 GW neuer Wind- und Solaranlagenkapazität, die bis 2020 gebaut wird, muss Netzausbau mit marktbasierendem und transparentem Engpassmanagement kombiniert werden.

Mit der Einführung eines unabhängigen Systembetreibers, der eine integrierte Plattform für kurzfristigen Stromhandel nach dem System engpassorientierter Preisbildung („Nodalpreise“) bietet, könnten diese Kriterien erfüllt und der Strommarkt für erneuerbare Energien weiter geöffnet werden. Erfahrungen aus den USA und Simulationen für Europa zeigen, dass die Übertragungsleistung dadurch um bis zu 30 Prozent besser genutzt und allein im Engpassmanagement ein bis zwei Milliarden Euro Kosten pro Jahr eingespart werden könnten.

Der liberalisierte Strommarkt wurde für konventionelle Stromerzeugung gestaltet, doch mit erneuerbaren Energien wandeln sich die Anforderungen:

Die Produktion von Wind- und Solarenergie ist wetterabhängig und lässt sich nicht genau vorhersagen. Sie muss deswegen kurzfristig, also innerhalb der letzten Stunden vor der Lieferung, mit der Produktion anderer Kraftwerke abgestimmt werden. Zu kürzeren Zeithorizonten kommt die räumliche Herausforderung: Wind- und Solarkraftwerke werden an ein Netz angeschlossen, das bereits von konventionellen Kraftwerken genutzt wird. Jetzt müssen Übertragungskapazitäten flexibel zugeteilt und im Falle von Erzeugungsschwerpunkten ausgebaut werden.

Bei der Weiterentwicklung des Strommarktes müssen die zeitlichen und räumlichen Dimension *gemeinsam* berücksichtigt werden. Bis 2020 sind in den europäischen Nationalen Aktionsplänen zu erneuerbaren Energien 200 GW zusätzliche Wind- und Solarkapazität vorgesehen. Es ist ökonomisch, ökologisch und politisch nicht vertretbar, die Netze soweit auszubauen, dass dabei keine Übertragungsengpässe auftreten. Vielmehr gilt es, den Netzausbau, eine effektive Netznutzung und ein sicheres Engpassmanagement gleichzeitig zu verfolgen.

Neue Herausforderungen durch die Integration erneuerbarer Energien

Die Stromerzeugung in Kohle-, Kern- und Gaskraftwerken kann langfristig geplant werden. Der Großteil des Outputs wird spätestens in der Stromauktion am Vortag der Produktion gehandelt. Das war angemessen und hat sich bewährt. Mit Windkraft sieht die Situation jedoch anders aus, denn Wetter- und Windprognosen sind recht ungenau. Abbildung 1 zeigt am Beispiel Spaniens, dass die Prognosen bis vier Stunden vor Echtzeit wesentlich genauer werden. Zwar haben sich die Prognosen insgesamt verbessert, Ungenauigkeiten werden jedoch, auch für Deutschland,

erhalten bleiben.¹ Betreiber von Windkraftanlagen – oder deren Vertreter – würden also gerne Strom innerhalb der letzten Stunden vor der Produktion handeln, doch dann ist die zentrale Stromauktion des Vortages bereits vorbei.

Wenn die Windprognosen auf eine reduzierte Windstromerzeugung gegenüber der Day-ahead-Prognose hinweisen, werden konventionelle Kraftwerke gesucht, die ihre eigene Produktion entsprechend steigern können. Drei Gründe können dazu führen, dass dabei im heutigen Markt nicht die am besten geeigneten und damit kostengünstigsten Kraftwerke zu Einsatz kommen.

- **Stückelung:** Meist ist die Anpassung der Produktion nur für einige aufeinander folgende Stunden erforderlich. Es werden dann Kraftwerke gesucht, die für genau diesen Zeitraum starten oder die Produktion steigern können. Im bilateralen Intraday-Markt sind diese schwerer zu finden.
- **Teilnahme:** Nicht alle konventionellen Kraftwerke, die zusätzlichen Strom anbieten könnten, haben eine Handelsabteilung, die jeden Tag 24 Stunden geöffnet ist.
- **Transparenz:** Die Strompreise im kurzfristigen bilateralen Handel sind für kleine Anbieter schwer zu überschauen und für die Wettbewerbsbehörden kaum zu kontrollieren, denn Angebote im bilateralen Handel beinhalten nicht nur Brennstoffkosten, sondern auch die Marge zur Deckung der Fixkosten und die Kosten für den Start oder das Drosseln eines Kraftwerkes.

Mit der Reduktion des Überangebotes an Kraftwerkskapazität und der wachsenden Nachfrage nach flexibler Produktion nehmen die Möglichkeiten, Marktmacht auszuüben zu. Es ist im bilateralen Intraday-Markt schwer zu überprüfen, ob ein Kraftwerk alle Varianten angeboten hat, kurzfristig zu produzieren oder die Produktion anzupassen und dabei einen „fairen“ Preis für die Leistung verlangt hat.

Bisher wird der meiste erneuerbare Strom in Deutschland nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert und deswegen von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet – bis 2008 nur an der Strombörse des Vortages, seit 2009 auch kurzfristiger im Intraday-Handel. Dadurch wurde die Liquidität im Intraday-Handel gesteigert.²

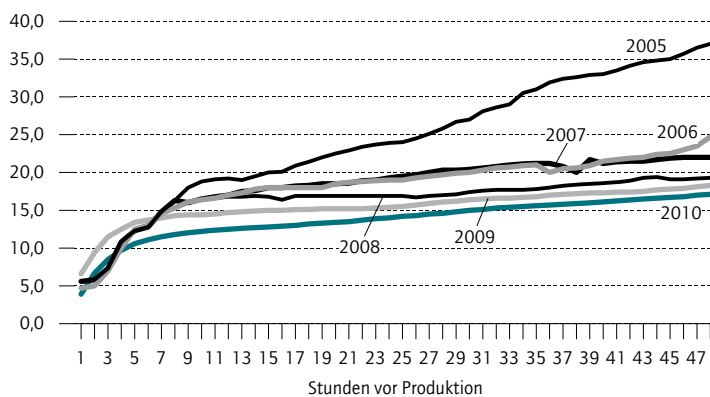
¹ Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. Berlin 2010.

² Weber, C. (2010): Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. Energy Policy Nr. 7, 3155–3163.

Abbildung 1

Durchschnittlicher Fehler der Windprognosen für Spanien

In Prozent



Quelle: Basierend auf Daten von Red Eléctrica de España, S.A., Fehlerberechnung für 2009/2010 geändert, deswegen nicht direkt vergleichbar.

© DIW Berlin 2011

Erst wenige Stunden vor der Produktion sinkt der Fehler bei Windprognosen unter zehn Prozent.

Als nächster Schritt wird im EEG-Erfahrungsbericht vorgeschlagen, Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien die Option angeboten, anstelle einer Festvergütung eine sogenannte gleitende Marktprämie zu erhalten, wenn sie ihren Strom selber vermarkten.³ Diese Prämie soll wieder auf die Endkunden umgelegt werden. Die Anlagenbetreiber erhalten dadurch einen kommerziellen Anreiz, den Strom effektiv zu vermarkten. Allerdings würden durch das optionale Prämienmodell die grundlegenden Schwierigkeiten des kurzfristigen Handels – Stückelung, Teilnahme und Transparenz – sowie Netzprobleme nicht gelöst, sondern nur reduziert.

Wichtige Rolle eines unabhängigen Systembetreibers

Plattform für kurzfristigen Energiehandel

In den meisten liberalisierten Strommärkten der USA wurde ein unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator, ISO) eingeführt, der zentrale Auktionen jeweils am Tag vor der Stromlieferung durchführt. Dabei können auch spezifische Eigenschaften eines Kraftwerks angegeben werden (etwa Dauer und Kosten des Kraftwerksstarts, minimale und maximale Stromproduktion und Anpassungsdauer). Das Auktionsergebnis entspricht zunächst dem Ergebnis der

³ Bundesregierung (2011): Erfahrungsbericht zum Erneuerbaren Energien Gesetz, Bundesregierung, Entwurf, Stand 3.5.2011.

Strombörse am Vortag. Die Angebotsparameter bleiben dem ISO jedoch auch für die verbleibenden Stunden bis zum Lieferzeitpunkt erhalten. Wenn sich Produktion oder Nachfrage dann kurzfristig ändern, wird das Auktionsergebnis aktualisiert. Dabei können alle Angebote weiterhin einbezogen (*Teilnahme*) und die spezifischen Eigenschaften der Kraftwerke berücksichtigt werden (*Stückelung*). *Transparenz* wird dadurch geschaffen, dass bei Angeboten die Kostenkomponenten und Betriebsanforderungen getrennt aufgelistet werden und der ISO die Auktion nach einem klar definierten Algorithmus durchführt. Marktteilnehmer profitieren von diesem Verfahren, da sie für alle Anpassungen im Vergleich zum Auktionsergebnis des Vortages bezahlt werden, und Stromkunden profitieren, da der Algorithmus kurzfristig über den gesamten Kraftwerkspark optimiert und so Kosten reduziert.⁴

Gemeinsamer Handel von Energie und Regelernergie

Mit der Liberalisierung des Stromsektors wurden in Deutschland getrennte Marktplätze eingeführt. Stromhandelsunternehmen kaufen Strom von Kraftwerken um die Nachfrage ihrer Endkunden zu decken, und Übertragungsnetzbetreiber bezahlen Kraftwerke für die Bereitstellung von Regelernergie (Kasten 1). Damit werden dann Produktions- und Nachfrageschwankungen ausgeglichen.

Bisher verkaufen Kraftwerke Energie und Regelernergie getrennt und an unterschiedliche Abnehmerkreise. Das funktionierte, solange die Produktion von Kohle-, Gas- und Kernenergie längerfristig geplant und aufeinander abgestimmt werden kann. Wenn klar ist, welche Kraftwerke wie viel Strom produzieren, ist auch klar, wer Regelernergie anbieten kann. Ein Windpark kann das nur, wenn Wind weht. Er kann daher Regelernergie nicht längerfristig verkaufen. Mit wachsender Stromproduktion aus Wind und Sonne, wird die Produktion konventioneller Kraftwerke kurzfristiger an die Angebotssituation angepasst und damit weniger vorhersagbar. Das erschwert die Bereitstellung von Regelernergie. Wenn Strom und Regelernergie dagegen gemeinsam und kurzfristig gehandelt werden, können alle Technologien an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligt und somit Kosten und Emissionen reduziert werden.⁵

⁴ Muesgens, F., Neuhoff, K. (2002): Modelling Dynamic Constraints in Electricity Markets and the Costs of Uncertain Wind Output, EPRG Working Paper Series 0514; TradeWind (2009): Integrating Wind. Project report for the trade-wind study coordinated by the European Wind Energy Association 2009

⁵ Smeers, Y. (2008): Study on the general design of electricity market mechanisms close to real time. Study for the Commission for Electricity and Gas Regulation (CREG).

Kasten 1

Stichwort Regelernergie

Regelernergie stellt sicher, dass die Stromerzeugung immer genau die Stromnachfrage deckt. Damit können kurzfristige Kraftwerksausfälle, Schwankungen der Nachfrage und Abweichungen bei der Last- und der Windprognose ausgeglichen werden. Entsprechend den technischen Möglichkeiten traditioneller Technologien wurden drei Arten der Regelleistung definiert:

- Primär-Regelleistung steht innerhalb von 30 Sekunden für 15 Minuten zur Verfügung. Sie kann durch Ausnutzung der Trägheit im Dampfkreislauf und vorübergehender Erhöhung der Dampferzeugung von allen großen thermischen Kraftwerken produziert werden.
- Sekundäre Regelernergie steht innerhalb von fünf Minuten für mindestens 60 Minuten zur Verfügung. Sie wird durch den Start von Pumpspeicherkraftwerken und Gasturbinen oder durch Leistungssteigerung von zuvor in Teillast betriebenen Kraftwerken erbracht.
- Tertiäre Regelernergie steht innerhalb von 15 Minuten zur Verfügung. Die längere Vorwarnzeit erlaubt die Einbeziehung unterschiedlicher Kraftwerkstypen und der Nachfrageseite, traditionell durch telefonische Benachrichtigung von Industrieunternehmen.

Viele erneuerbare Energien und eine automatisierte Nachfrageanpassung können Regelernergie nicht nur schnell, sondern auch über lange Zeiträume erbringen. Sie müssen sich beim Angebot ihrer Regelernergie jedoch auf die Kategorien beschränken, die für konventionelle Kraftwerke definiert wurden. Das reduziert den Wert, den sie für das Stromsystem liefern können und für den sie bezahlt werden (wenn sie nicht im EEG gefördert werden). Zusätzlich gelten die Ausschreibungen der Übertragungsnetzbetreiber für Primäre und Sekundäre Regelernergie jeweils für einen ganzen Monat. Das verhindert die Teilnahme von Windenergie, da bei Windstille keine Regelernergie geliefert werden kann.

Optimale Vorhaltung von Regelernergie

Das Volumen der erforderlichen Regelernergie ist nicht fix, sondern hängt vom Zustand des Systems ab. So steigt bei sehr starkem Wind die Wahrscheinlichkeit, dass sturmbedingt Windturbinen abschalten. Das zeigt, wie das Volumen der verschiedenen Typen von Regelernergie, das vorgehalten werden muss, durch den Zustand des Systems bestimmt wird. Eine effiziente Vorhaltung von Regelernergie ist nur möglich, wenn sie kurzfristig entsprechend den Kraftwerksfahrplänen be-

stimmt wird.⁶ Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch nur eingeschränkte Informationen über den Zustand und die Fahrpläne von Kraftwerken sowie über Nachbarnetze. Sie haben deswegen Schwierigkeiten, die Regelenenergievorhaltung zu optimieren.

Definition neuer Kategorien von Regelenenergie

Um den Strommarkt für neue Technologien zu öffnen, muss es auch möglich sein, neue Energie und Systemdienstleistungen zu vermarkten. Windturbinen, Batteriespeicher und Nachfragemanagement haben ganz andere Reaktionsgeschwindigkeiten und Leistungsdauern als „traditionelle“ Typen von Regelenenergie. Sie müssen jedoch bisher in den starren Auktionsformaten entsprechend den traditionellen Kategorien bieten. Der integrierte Auktionsmechanismus für Energie und Regelenenergie, der von ISOs verwendet wird, erlaubt hingegen die flexible Formulierung der spezifischen technischen Möglichkeiten. Damit können neue Technologien entsprechend ihrer Fähigkeiten angefordert und bezahlt werden. Das vergrößert die Anreize zu Innovation und Investition.

Stärkung des Wettbewerbs im Handel

Der ISO hat die klar definierte Aufgabe, eine Plattform für den kurzfristigen Stromhandel zu bieten, aber kein Mandat für längerfristigen Energiehandel. Das schafft Raum für Wettbewerb zwischen privaten Akteuren um den Handel längerfristiger Energieprodukte.

Beim gegenwärtigen Marktkuppeln zwischen Ländern nimmt dagegen jeweils eine nationale Strombörse teil. Dadurch bindet sie den kurzfristigen Handel an sich. Der Preis dieser Strombörse ist üblicherweise Referenzwert für Terminmärkte. Das schafft Anreize, auch den Terminhandel auf derselben Plattform durchzuführen und reduziert den Wettbewerb mit anderen Handelsplattformen.

Europäische Strommärkte kurzfristig zu wenig flexibel

Die bisherige Diskussion zeigt einige der Herausforderungen bei der Integration erneuerbarer Energien, die sich aus dem aktuellen Marktdesign ergeben. Ein ISO könnte mit einer Plattform für den kurzfristigen Handel von Energie und Regelenenergie Flexibilität ermöglichen. Das zeigt sich durch einen Vergleich ausgewählter Länder bezüglich der folgenden Kriterien:

- **Effizienter Kraftwerkseinsatz:** Wird auch kurzfristig die Produktion zwischen Kraftwerken optimiert, so dass der Kraftwerkspool insgesamt effizient Energie und Systemdienstleistungen liefert?
- **Regelenenergie-Bedarfsanpassung:** Wird die Vorhaltung von Regelenenergie entsprechend den Systemanforderungen auch kurzfristig angepasst?
- **Kraftwerksflexibilität:** Können Kraftwerke Energie für mehrere konsekutive Stunden gemeinsam handeln (Stückelung)? In der Vergangenheit wurden dazu feste Stundenblöcke für den Handel mit Tag- und Grundlast formuliert. Windenergie folgt nicht diesen festen Strukturen.
- **Internationale Marktintegration:** Kann Energie und Regelenenergie kurzfristig aus anderen Ländern bezogen werden und ist der Markt dazu mit dem Engpassmanagement kompatibel?
- **Transparenz:** Existiert genügend Transparenz für effektive Marktaufsicht? Diese ist insbesondere für kurzzeitige Märkte notwendig, da sie aus drei Gründen prädestiniert für die Ausübung von Marktmacht sind: Erstens, die Anzahl der Marktteilnehmer ist reduziert, da oft nur wenige Kraftwerke an den geeigneten Standorten, im richtigen Betriebszustand und mit der notwendigen Flexibilität beteiligt sind. Zweitens schwankt die Produktion von Hydro- und konventionellen Kraftwerken mit der Wind- und Sonnenenergie und ist somit nicht langfristig vertraglich gebunden. Ohne Langzeitverträge entfällt der wichtigste Mechanismus zur Bändigung der Marktmacht. Drittens ist die Kostenstruktur der Anbieter mit Vorhaltungs-, Start-, und implizierten Knappheitspreisen schwer zu überschauen.

Ein funktionierender Markt, der diese Kriterien erfüllt, sichert faire Strompreise für den Endkunden und reduziert die Kosten der Integration von Wind und Solarenergie. Er fördert zugleich die Marktchancen für kleine Erzeuger, die nicht innerhalb des eigenen Portfolios von Kraftwerken optimieren können.

Die qualitative Bewertung in Abbildung 2 macht deutlich, dass der Strommarkt derzeit nicht die Flexibilität bietet, die für eine effektive Integration erneuerbarer Energien notwendig ist. Dabei reicht das Erfüllen einzelner Kriterien nicht aus, vielmehr ist eine integrierte Lösung zu finden. Das Marktmodell mit einem ISO, so wie es in den meisten liberalisierten Märkten der USA eingeführt wurde, erfüllt die neuartigen Anforderungen. Dabei wird für den Vergleich unterstellt, dass der ISO, wie in den US-Beispielen der Fall, die Plattform für den kurzfristigen Energiemarkt anbietet.

Drei Faktoren erklären das gute Abschneiden dieses Modells. Erstens ist die Systemverantwortung klar dem ISO zugeordnet. Zweitens bekommt ein unabhängiger Sys-

⁶ EWIS (2010): European Wind Integration Study – Towards a successful integration of wind power into European Electricity Grids. ENTSO-E Premises, March 2010.

Abbildung 2

Vergleich von Märkten für Regelernergie und kurzfristigen Stromhandel

	Effizienter Kraftwerkeinsatz	Regelernergie-Bedarfsanpassung	Flexibler Einsatz der Kraftwerke	Internationale Marktintegration	Markttransparenz
Vereinigtes Königreich	▲	▲	▲		▲
Deutschland	●		▲	▲	▲
Nordpool (Skandinavien)	●	●	▲	●	▲
Spanien	●	●	●		●
USA (Unabhängiger Systembetreiber)	●	●	●	●	●

Quelle: Borggreve, F., Neuhoff, K. (2011): *Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration*, www.climatepolicyinitiative.org.

© DIW Berlin 2011

Die europäischen Strommärkte werden den Herausforderungen im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Energien nicht gerecht.

tembetreiber alle wesentlichen Informationen über das System und hat die Verantwortung, einen effizienten und sicheren Systembetrieb zu implementieren. Dazu bedient er sich einer einheitlichen Auktionsplattform, die alle Angebote von Marktteilnehmern gemeinsam betrachtet und eine systemumfassend optimale Marktlösung finden kann. Drittens bildet der Clearing-Algorithmus der Auktionsplattform die technische Realität des Stromsystems ab. Nach der ersten Einführung dieses Systems im integrierten Strommarkt Pennsylvania, New Jersey, Maryland (PJM) 1998 sind die meisten US-Regionen mit liberalisiertem Strommarkt zu diesem Marktmodell gewechselt.

Netzengpässe werden relevant für den Strommarkt

Bisher wird im Großhandel Strom deutschlandweit zu einem einheitlichen Preis gehandelt. Diese einheitliche Preiszone könnte sich zu einer erheblichen Herausforderung für die Energiewende entwickeln. Erzeuger und Händler können frei wählen, wo sie Strom in das Netz einspeisen und wo sie den Strom entnehmen wollen. Das führt zu Situationen, in denen geplante Stromtransporte größer sind als die Übertragungskapazität des Netzes. Dann muss der Netzbetreiber intervenieren, um die Systemstabilität sicherzustellen. Dabei bezahlt er zur Überlastung beitragende Kraftwerke für die Reduktion ihrer Stromproduktion und Kraftwerke in anderen Regionen für die Ersetzung des fehlenden Stroms (sogenannter Redispatch).

Das heutige Engpassmanagement lässt sich historisch erklären. Bei der Liberalisierung der Europäischen Strom-

märkte Ende des zwanzigsten Jahrhunderts waren die Stromkonzerne vertikal integriert. Um Wettbewerb und neuen Marktteilnehmern eine Chance zu ermöglichen, waren einfache und klare Regeln notwendig. Da niemand Berechnungen von vertikal integrierten Stromunternehmen überschauen oder direkt kontrollieren konnte, schafften die Regulatoren einheitliche Preiszonen und Regeln für internationale Stromübertragung. Dabei wurden Engpässe innerhalb von Ländern ignoriert und die dominanten Unternehmen verpflichtet, mögliche Engpässe in ihres Versorgungsgebietes selbstständig zu lösen. Als Besitzer fast aller Kraftwerke, die sowohl zu Engpässen beitragen, als auch zur Lösung der Engpässe benötigt werden, waren diese dafür auch gut aufgestellt.

Mit dem „unbundling“ von Erzeugung, Netzen und Verteilung haben Netzbetreiber keinen direkten Zugriff mehr auf eigene Kraftwerke, um mit Produktionsanpassungen Engpässe auszugleichen. Mit wachsendem Wettbewerb, auch durch erneuerbare Energien, tragen mehr Akteure zu Netzengpässen bei und müssen beim Netzengpassmanagement eingebunden werden. Das macht einen transparenten Umgang mit Engpässen notwendig, sowohl um Konflikte zwischen Technologien zu lösen (Einspeisevorrang von EEG), als auch, um eine glaubwürdige Grundlage für Netzausbauentscheidungen zu schaffen. Vor allem aber geht es um eine effektivere Ausnutzung der Netzkapazitäten für die verstärkte Einbeziehung erneuerbarer Energien und um die Sicherheit der europäischen Stromversorgung.

Wenn Engpässe zunehmen, steigen bei unkoordiniertem Engpassmanagement die Kosten der Engpassbeseitigung und die Risiken für die Netzstabilität.⁷ Produzenten und Händler können bis eine Viertelstunde vor Echtzeit dem Netzbetreiber ihre Fahrpläne mitteilen. Dem Netzbetreiber bleibt dann nur sehr wenig Zeit, um mögliche Engpässe zu erkennen und zu beseitigen. Das wird dadurch erschwert, dass nur wenige Kraftwerke schnell genug reagieren können und an den relevanten Netzknoten liegen. Deswegen behalten sich Übertragungsnetzbetreiber das Recht vor, kurzfristige Fahrplanänderungen abzulehnen.⁸ Das führt jedoch zu einem Risiko für kurzfristigen bilateralen Handel, wenn vereinbarte Lieferungen dann nicht ausgeführt werden können.

Jedoch ist auch die Alternative, den Übertragungsnetzbetreiber zu verpflichten, alle Transaktionen auszuführen

⁷ Bessere Koordinierung hätte zwar nicht die Auslöser vergangener Blackouts, vermutlich aber deren weiträumige Ausbreitung, verhindert (USA und Italien 2003, UCTE 2006. Bialek, J. W. (2007): *Why has it happened again? Comparison between the 2006 UCTE blackout and the blackouts of 2003*. IEEE PowerTech Conference, Lausanne.

⁸ Tennet (2011): *Bilanzkreisvertrag zwischen TenneT TSO GmbH und BKV*, www.tennetso.de, 4 Mai 2011.

ren, nicht zufriedenstellend. Sobald Engpässe zu erwarten sind, ist es selbst für kleine Erzeuger in exportbeschränkten Teilen der Preiszone profitabel, zusätzliche Produktion zu verkaufen, um anschließend vom Übertragungsnetzbetreiber für die Verringerung der Produktion zur Engpassbeseitigung bezahlt zu werden. Das führte im Herbst 1998 zum Versagen des britischen Gasmarktes und war einer der wichtigsten Faktoren für das Versagen des kalifornischen Strommarktes in den Jahren 2000/2001.⁹ Auslöser war in beiden Fällen, dass Netzengpässe zugenommen hatten.

Netzengpässe nehmen in Deutschland zu

Die Ansprüche an das deutsche Übertragungsnetz sind durch die gestiegene Erzeugungsleistung aus Windenergie in den letzten Jahren stark gewachsen. Ausgangspunkt war ein relativ gut ausgebautes Netz. Es war den Ansprüchen recht lange gewachsen, und Netzbetreiber hatten mit Freileitungsüberwachungen zu einer verbesserten Ausnutzung beigetragen. In den Jahren 2009/2010 führten zwei Besonderheiten zu einer Reduktion des Stromtransportes von Nord- nach Süddeutschland. Wegen geringer Niederschläge ist die Wasserkraftproduktion in Norwegen eingebrochen und wurde durch Stromimporte, unter anderem aus norddeutscher Windenergie, ersetzt. Zudem gab es einen wartungsbedingten Ausfall von zwei norddeutschen Kernkraftwerken. Auch wenn unklar ist, wie sich ein beschleunigter Ausstieg aus der Kernenergie auf die Stromtransporte innerhalb Deutschlands auswirken wird, ist klar, dass Investitionen in Windenergie weiterhin überproportional in Norddeutschland stattfinden werden. Insgesamt deutet sich an, dass Engpässe in Deutschland bald stark zunehmen. Dies macht den Netzausbau erforderlich, parallel dazu ist aber auch ein angemessenes Engpassmanagement notwendig, um die existierenden Kapazitäten effizient zu nutzen.

Einheitlicher Großhandelspreis in Deutschland nicht haltbar

Oft wird argumentiert, dass das Netz einfach gut genug ausgebaut werden muss, um eine einheitliche Preiszone beizubehalten. Bei anderen Transportsystemen existiert ein solcher Anspruch allerdings nicht. Die Kapazität von Schiene, Straße und Flughäfen ist meist kleiner als die Nachfrage zu Spitzenzeiten. Über Flugpreise, Bahnkontingente oder längere Fahrzeiten im Stau werden Reisende ermutigt, ihre Fahrten auf andere Strecken oder Zeiten zu verlagern. Dagegen wird im Strommarkt ein Produzent belohnt, wenn er zu Engpässen

beiträgt, denn der Übertragungsnetzbetreiber und damit der Endkunde bezahlen den Produzenten anschließend noch einmal, wenn er die Produktion anpasst, um den Engpass zu beseitigen.

Marktorientiertes Engpassmanagement einführen

Im internationalen Stromhandel wurden in Europa bereits erste positive Erfahrungen mit marktbasierendem Engpassmanagement gesammelt. Zunächst wurden Auktionen für Übertragungskapazität zwischen einzelnen Ländern eingeführt. Nur wer Übertragungskapazität ersteht, kann einen Stromtransfer zwischen Ländern anmelden. Getrennte Auktionen für Übertragungsrechte und für Energie haben jedoch auch nach Jahren zu keinem effizienten Marktergebnis geführt. Deswegen wurden die Energiemärkte direkt gekoppelt: Marktteilnehmer geben Angebote für Stromproduktion und Nachfrage bei ihrer nationalen Strombörse ab. Ein gemeinsamer Algorithmus bestimmt dann den Marktpreis in den einzelnen Ländern und verwendet zur Verfügung stehende Übertragungskapazität zwischen den Ländern, um Preisdifferenzen soweit möglich auszugleichen. Die gemeinsame Optimierung über mehrere Preiszonen wird als Marktkopplung bezeichnet.

In Norwegen und Schweden bestehen oft Übertragungsengpässe zwischen den großen Wasserkraftwerken im Norden und der Nachfrage im Süden. Deswegen wurden mehrere Preiszonen innerhalb der Länder eingeführt. Die Definition von Preiszonen innerhalb eines Landes erweist sich allerdings selbst bei den einfachen Strukturen des skandinavischen Stromnetzes als schwierig.¹⁰ Technisch sollten Preiszonen so gelegt werden, dass Übertragungsengpässe zwischen den Zonen gelegen sind, damit sie marktwirtschaftlich und nicht durch Redispatch gelöst werden können. Wenn sich die Engpässe jedoch durch Netzausbau, neue Kraftwerke oder neue Nachfrage verändern, müssen auch neue Preiszonen gebildet werden. Das schafft Unsicherheit für Investoren und Händler, denn sie wissen nicht, ob der Handelspartner weiterhin in der gleichen Preiszone bleibt. Die mögliche Veränderung der Preiszonen erschwert es auch dem ISO (hier: Nordpool), mit Marktteilnehmern längerfristige Übertragungsverträge zwischen Preiszonen zu schließen. Das ist ein Hindernis für längerfristigen Handel und Investitionen in Erzeugungskapazität.

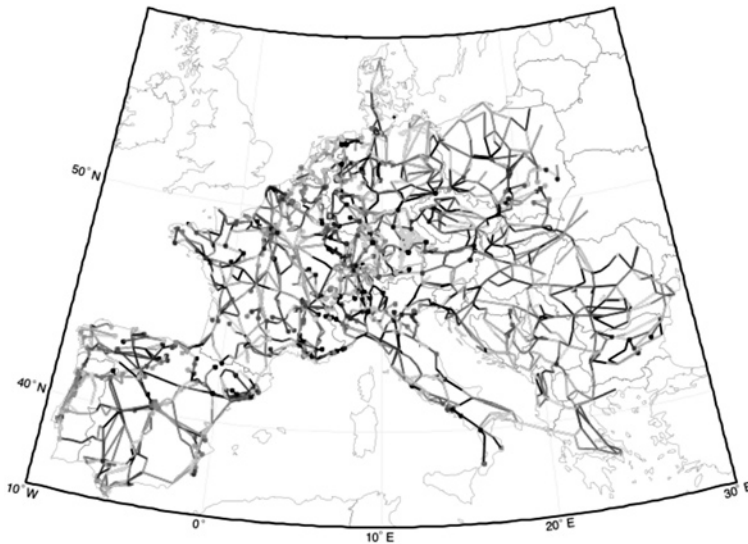
Im Stromnetz von Kontinentaleuropa ist es noch schwieriger Preiszonen zu definieren. Abbildung 3 zeigt wie

⁹ McDaniel, T., Neuhoff, K. (2003): Auctions to gas transmission access: The British experience. In: M. C. W. Janssen (Hrsg.): Auctions and Beauty Contests: A policy perspective. Cambridge.

¹⁰ Bjorndal, M., Jörnsten, J. (2007): Benefits from Coordinating Congestion Management - the Nordic Power Market. Energy Policy, 35 (3), 1978-1991.

Abbildung 3

Leitungslasten – Simulation für Europa mit 12,5 Prozent Windstrom



Dunkle Linien = stark belastete Netzteile, helle Linien = wenig belastete Netzteile.

Quelle: Neuhoff K, and J. Barquin, J. Bialek, R. Boyd, C. Dent, F. Echavarren, T. Grau, C. von Hirschhausen, B. Hobbs, F. Kunz, C. Nabe, G. Papaefthymiou, C. Weber, H. Weigt (2011): *Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity*, CPI Report. www.climatepolicyinitiative.org

© DIW Berlin 2011

eng vermascht das Übertragungsnetz ist. Unter der Annahme eines weiteren Ausbaus von Windenergie wird für eine zufällig gewählte Windlage die Stromproduktion simuliert. Mit dunkleren Strichen sind die stärker belasteten Leitungen gekennzeichnet. Durch effektives Engpassmanagement wird eine Überlastung einzelner Leitungen vermieden. Es zeigt sich, dass viele der Engpässe innerhalb und nicht zwischen den EU-Ländern liegen.¹¹ Das spricht für die Einführung von Preiszonen auch innerhalb von Ländergrenzen.

Wie bereits in Skandinavien verschieben sich jedoch die Engpässe nicht nur nach neuen Investitionen, sondern bereits bei geänderter Wind- oder Nachfragelage. Die Aufteilung von nationalen Preiszonen in kleinere Preiszonen ist notwendig, aber es ist schwer, solche Preiszonen so zu definieren, dass sie stabil bleiben. Diese Erfahrung wurde auch in den USA nach der Liberalisierung des integrierten Strommarktes von Pennsylvania, New Jersey und Maryland (PJM) gemacht. Zunächst wurde ein Engpassmanagement nur für wenige

¹¹ EWIS (2010): *European Wind Integration Study – Towards a successful integration of wind power into European Electricity Grid*. ENTSO-E Premises, March 2010.

Kasten 2

Stichwort Nodalpreise

Nodalpreise werden zum marktbasieren Engpassmanagement verwendet. Sie können als Weiterentwicklung der Marktkopplung verstanden werden. Beim heutigen Marktkopplern finden am Vortag für jede Preiszone Stromauktionen statt, zum Beispiel bei EEX für Deutschland und APX für die Niederlande. Die Übertragungsnetzbetreiber teilen dem gemeinsamen Auktionsprogramm der teilnehmenden Börsen mit, wie viel Übertragungskapazität zwischen den Preiszonen zur Verfügung steht. Der Auktionsmechanismus plant diese automatisch ein, um Strom von Preiszonen mit niedrigem Preis in Preiszonen mit höherem Preis zu transferieren. Dadurch nähern sich die Preise an und konvergieren oft zu einem einheitlichen Preis.

Je mehr Übertragungseingänge im Netz existieren, desto kleiner werden die Preiszonen, für die ein einheitlicher Preis verwendet werden kann. Bei der Nodalpreisung wird für jeden Netzwerkknoten ein eigener Preis definiert. Wenn keine Engpässe auftreten, konvergieren benachbarte Preise weiterhin.

Typischerweise wird ein unabhängiger Systembetreiber (ISO) mit der Implementierung von Nodalpreisen beauftragt. Der ISO kann thermische-, Spannungs- und andere technische Netzbeschränkungen im Auktionsmechanismus berücksichtigen. Das ermöglicht eine effektive und sichere Netznutzung. Zusätzlich zu dem finanziell verbindlichen Auktionsergebnis des Vortages, führt der ISO mehrere Auktionen innerhalb des Tages durch. Dadurch kann über das gesamte System optimiert werden, wenn Prognosen von Produktion oder Nachfrage sich ändern.

Der ISO agiert nach klar definierten Algorithmen und Prozessen und kann deswegen gemeinnützig ohne kommerzielle Anreize operieren. Er bietet nur die Plattform für den kurzfristigen Handel und veröffentlicht Referenzpreise. Aller längerfristige Handel findet ausschließlich bilateral oder auf Auktionen statt.

Übertragungsleitungen eingeführt, die traditionell von Engpässen betroffen waren. Es mussten dann jedoch immer mehr Leitungen einbezogen werden, da sich die Stromflüsse und Engpässe oft änderten.¹² Damit wurde der Handel und Betrieb zu komplex. Deshalb wurde auf ein Marktsystem basierend auf Nodalpreisen (Kasten 2) übergegangen.

¹² Hogan, W. (2000): *Flowgate Rights and Wrongs*. Harvard University.

Nodalbepricing ist ein System des marktbasiereten Engpassmanagements.¹³ Bisher wird beim Marktkoppeln jeweils Strom für eine Preiszone gehandelt. Übertragungsnetzbetreiber teilen den Strombörsen mit, welche Übertragungskapazität zwischen den nationalen Preiszonen vorhanden ist. Diese wird vom gemeinsamen Auktionsmechanismus der Börsen verwendet, um Transfers von Preiszonen mit niedrigen zu Preiszonen mit hohen Preisen einzuplanen und somit zugleich die Preise anzupassen. Wenn genügend freie Übertragungskapazität vorhanden ist, ergibt sich ein einheitlicher Strompreis. Je mehr Übertragungsengpässe im Netz sind, desto kleiner werden Zonen, für die nach dem norwegischen Modell einheitliche Preise definiert werden können. Bei der Nodalbepricing wird deswegen konsequenterweise für jeden Netzwerkknoten ein eigener Preis definiert. Wenn keine Engpässe auftreten, konvergieren die Preise in benachbarten Knoten.

Um zu quantifizieren, wie sich Nodalbepricing im europäischen Markt auswirken würde, haben mehrere europäische Forschungseinrichtungen im Rahmen des EU-Projektes „Re-Shaping“ das europäische Stromsystem simuliert. Dabei wurde zunächst der Strommarkt unter einer Weiterentwicklung des „Zonal Pricing“ abgebildet und das Ergebnis einer Situation von Nodalbepricing gegenübergestellt. Durch die bessere Ausnutzung des Netzwerkes kann bei Nodalpreisen bis zu 30 Prozent mehr Energie zwischen verschiedenen Regionen transportiert werden. Das entspricht den Erfahrungen, die in den USA bei der Einführung von Nodalbepricing gemacht wurden.¹⁴ Die Simulationsergebnisse zeigen auch, dass durch die effektivere Nutzung der Netze jährlich Brennstoffkosten und Emissionsrechte von ein bis zwei Milliarden Euro eingespart werden.¹⁵

Finanzielle Übertragungsverträge Schlüssel für Einführung von marktbasieretem Engpassmanagement

Eine klare Definition und eindeutige Zuweisung von Eigentumsrechten ist wichtig für wirtschaftliche Effizienz. Schwierigkeiten entstehen, wo Eigentumsrechte mehrfach vergeben werden. Dies ist der Fall, solange Marktteilnehmer das Gewohnheitsrecht auf unbegrenzte und allzeitige Übertragungen von Strom in Anspruch nehmen können. Als pragmatische Lösung könnten

Kasten 3

Stichwort Finanzielle Übertragungsverträge

Ein finanzieller Übertragungsvertrag erstattet dem Eigentümer die Preisdifferenz zwischen zwei Zonen oder Knoten im Netz. Das ermöglicht einen längerfristigen Stromhandel, zum Beispiel wenn ein Kraftwerk an Knoten A für ein Jahr Strom an einen Kunden an Knoten B zu einem festen Preis verkauft. Jeden Tag wird das Kraftwerk Strom in der Auktion von Knoten A verkaufen, und an Knoten B für den Kunden kaufen. Die mögliche Preisdifferenz, und somit das Risiko, wird durch die Zahlungen aus dem finanziellen Übertragungsvertrag abgesichert.

Sollte an einem Tag der Verkaufspreis an Knoten A unter die Erzeugungskosten des Kraftwerkes fallen, kann der Kraftwerksbetreiber wählen, keinen Strom zu produzieren. Er macht dadurch zusätzliche Gewinne in Höhe der Differenz zwischen dem Preis an Knoten A und den eingesparten Erzeugungskosten. Somit schaffen Nodalpreise Anreize für die flexible Stromerzeugung, und finanzielle Übertragungsverträge sichern zugleich längerfristige Verträge und Investitionen.

anstelle der unbeschränkten Nutzung des Stromnetzes finanzielle Übertragungsverträge angeboten werden (Kasten 3).

Die Einführung von finanziellen Übertragungsverträgen war ein zentraler Faktor für den Erfolg des Engpassmanagements in den liberalisierten Strommärkten der USA. Physische Übertragungsverträge und andere Ansprüche an das Netz wurden in finanzielle Übertragungsverträge überführt. Das hat Rechtssicherheit und Akzeptanz geschaffen. Finanzielle Übertragungsverträge existieren in den USA für Zeithorizonte bis zu 30 Jahren. Somit können Investitionen gegen mögliche Veränderungen der Netzwerkstruktur oder Netzwerknutzung abgesichert werden. Für Zeithorizonte von einigen Jahren hat sich ein liquider Handel von finanziellen Übertragungsverträgen etabliert, der den Handel von Energie komplementiert. Auch für Haushalte wurde in den meisten US-Staaten mit Nodalpreisen eine pragmatische Lösung gefunden. Für sie wird ein einheitlicher Strompreis über den ganzen Staat berechnet und angewendet.

¹³ Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R. (1988): Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic Press.

¹⁴ Mansur, E. T., White, M. W. (2009): Market organization and efficiency in electricity markets. <http://bpp.wharton.upenn.edu/mawwhite/>.

¹⁵ Neuhoff K, and J. Barquin, J. Bialek, R. Boyd, C. Dent, F. Echavarren, T. Grau, C. von Hirschhausen, B. Hobbs, F. Kunz, C. Nabe, G. Papaefthymiou, C. Weber, H. Weigt (2011): Renewable Electric Energy Integration: Quantifying the Value of Design of Markets for International Transmission Capacity, CPI Report. www.climatepolicyinitiative.org

Karsten Neuhoff, PhD, ist Forschungsdirektor am DIW Berlin und Leiter der Climate Policy Initiative (CPI) | kneuhoff@diw.de

JEL: L94, F14, L10

Keywords: Market design, renewable energy, nodal pricing, transmission



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
78. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake (kommissarisch)
Prof. Dr. Tilman Brück
Prof. Dr. Christian Dreger
PD Dr. Joachim R. Frick
Prof. Dr. Martin Gornig (kommissarisch)
Prof. Dr. Peter Haan (kommissarisch)
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Prof. Georg Weizsäcker, Ph. D.

Chefredaktion

Dr. Kurt Geppert
Carel Mohn

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sabine Fiedler
PD Dr. Elke Holst

Lektorat

Prof. Dr. Anne Neumann
Dr. Jochen Diekmann
Prof. Dr. Christian von Hirschhausen

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent/min.

Reklamationen können nur innerhalb
von vier Wochen nach Erscheinen des
Wochenberichts angenommen werden;
danach wird der Heftpreis berechnet.

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Stabsabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.