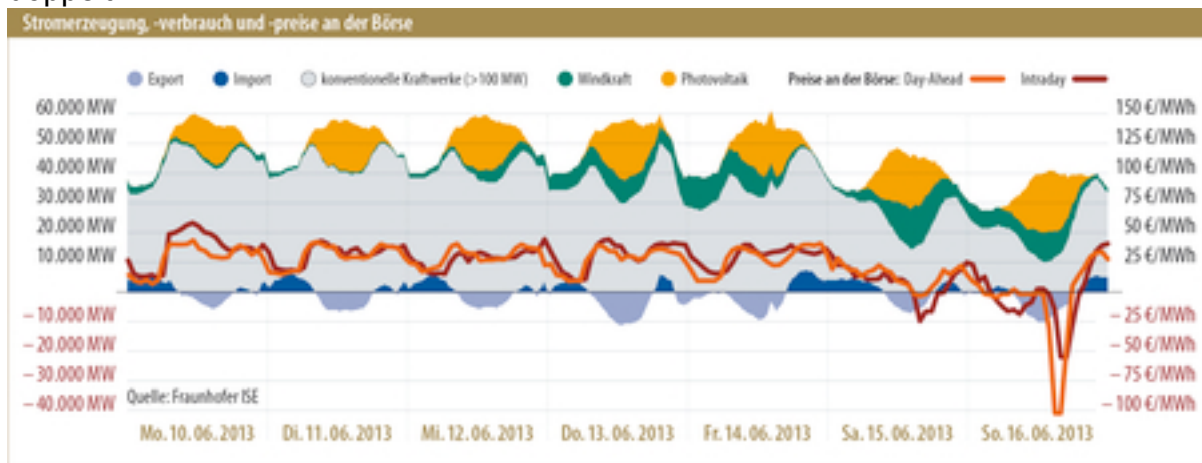


Wenn Strom nichts kostet

Revolution im Netz, 2 / 2013 PVD Johannes Mayer

Auswirkungen an der Börse: Über negative Strompreise durch den Photovoltaikzubau ist schon viel geschrieben worden. Eine neue Analyse des Fraunhofer ISE zeigt: Nicht die Erneuerbaren sind schuld an negativen Börsenstrompreisen, sondern die fehlende Flexibilität im konventionellen Kraftwerkspark. Selbst in Zeiten negativer Preise laufen Atom- und Braunkohlekraftwerke mit hoher Auslastung weiter und verdienen daran sogar doppelt.



Am 16. Juni wurde mehr Strom erzeugt als verbraucht. Das war schon in der Prognose am Tag zuvor bekannt. Dadurch kam es bereits im Day-Ahead-Stromhandel zu negativen Strompreisen. Trotzdem wurden nicht mehr Kraftwerke abgeregelt. Grafik: Solarpraxis AG/Harald Schütt

Es ist der 16. Juni 2013, scheinbar ein Sonntagnachmittag wie jeder andere, in dem die meisten Menschen das schöne Sommerwetter im Freien genießen. Auch für die Photovoltaikanlagen in Deutschland ist es ein guter Tag, an dem zur Mittagszeit gut 20 GW sauberen Stroms produziert werden. Da auch eine frische Brise weht, kommen noch knapp 9 GW Windstrom hinzu. Der Gesamtverbrauch in Deutschland, auch Last genannt, liegt zu dieser Zeit bei rund 54 GW und damit auf einem für Sonntage typischen Niveau, denn der Stromverbrauch an Wochenenden und Feiertagen ist in der Regel niedriger als an normalen Werktagen. An der europäischen Strombörse in Leipzig (EEX) spielen sich jedoch dramatische Szenen ab, denn die Spotmarktpreise für Strom fallen für diese Nachmittagsstunden ins Bodenlose: Minus 100 Euro je Megawattstunde im Day-Ahead-Markt und minus 53,50 Euro je Megawattstunde im Intraday-Markt – es herrschen negative Strompreise. Wer in diesen Stunden Stromkontingente erwirbt, muss nicht nur kein Geld dafür bezahlen, sondern erhält für deren Verbrauch obendrein noch eine Prämie in der genannten Höhe. Ein scheinbar paradoxes Phänomen, dessen Ursachen im Folgenden näher beleuchtet werden.

Die Strombörse in Leipzig ist das Herzstück des liberalisierten Strommarktes. Hier bieten Kraftwerksbetreiber ihre Stromkontingente an und Stromversorger kaufen diese, um ihre Endkunden mit Strom beliefern zu können. Dieser Handel wird auf sogenannten Spotmärkten abgewickelt, bei denen die Lieferung am gleichen oder am nächsten Tag erfolgt, oder aber auf Terminmärkten, bei denen Anbieter ihren Strom für Wochen oder Jahre im Voraus verkaufen. Beim Spotmarkt unterscheidet man zwischen dem Day-Ahead-Markt mit Lieferung am Folgetag und dem Intraday-Markt mit Lieferung am selben Tag. Der Day-Ahead-Markt weist jedoch das mit Abstand größte Handelsvolumen auf und gilt daher als Leitmarkt im Stromhandel. An der Strombörse wird neben dem konventionellen Strom auch der Strom aus erneuerbaren Energien verkauft. Die verbleibende Differenz zwischen dem Verkaufserlös (zum Spotmarktpreis) und der Einspeisevergütung für Anlagenbetreiber wird als EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt.

49 Stunden negative Strompreise. Gegenüber anderen Märkten besitzt der Strommarkt die besondere Charakteristik, dass Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit exakt übereinstimmen müssen, da das Stromnetz die Energie nur verteilen, nicht jedoch speichern kann. Übersteigt das Angebot der Stromerzeugung den Verbrauch im Netz, kann dies in Extremsituationen zu negativen Börsenstrompreisen als Signal einer Überschussproduktion führen. Großabnehmer bekommen dann Geld dafür, wenn sie Strom verbrauchen. Dieses Phänomen trat erstmalig im Zuge der Energiewende im Jahr 2009 auf. 2012 herrschten negative Strompreise in 49 Stunden des Day-Ahead-Handels und in 38 Stunden auf dem Intraday-Markt. Die vermehrte Einspeisung von Solar- und Windstrom als Ursache scheint daher naheliegend, und man liest und hört dies häufig in den Medien. Die tatsächlichen Zusammenhänge sind jedoch komplexer.

Wir haben am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE in einer Studie zur „Kohleverstromung in Zeiten niedriger Börsenstrompreise“ vom August 2013 untersucht, wie der konventionelle Kraftwerkspark auf die Situation negativer oder extrem niedriger Spotmarktpreise reagiert. Untersucht wurde dabei das jeweils erste Halbjahr von 2012 und 2013. Das verblüffende Ergebnis: Während Steinkohle- und Gaskraftwerke ihre Produktion auf ein Minimum von zehn Prozent der installierten Leistung reduzieren, laufen Braunkohle- und Atomkraftwerke mit hoher Leistung weiter. Trotz negativer Day-Ahead-Preise liefen Braunkohlekraftwerke mit einer Auslastung von bis zu 73 Prozent, Atomkraftwerke wurden sogar mit bis zu 96 Prozent der installierten Nennleistung betrieben. In über 95 Prozent der Fälle herrschte dabei Exportüberschuss – zur Deckung der Stromnachfrage in Deutschland waren so hohe Leistungen also nicht erforderlich. Warum also wurde die Stromerzeugung dieser Kraftwerke nicht gedrosselt, obwohl der Überschuss schon am Vortag bekannt war?

Zum einen gibt es technische Gründe: Braunkohle- und Atomkraftwerke sind als sogenannte Grundlastkraftwerke schlecht regelbar und haben nach einer Komplettabschaltung lange Wiederanfahrzeiten zwischen 9 und 24 Stunden. Eine schnelle und flexible Reaktion auf kurzfristige Änderungen des Angebots durch die Fluktuation der Wind- und Solareinspeisung, aber auch Laständerungen ist daher nur sehr eingeschränkt möglich.

Zum anderen gibt es wirtschaftliche Gründe: Die meisten konventionellen Kraftwerke verkaufen ihren Strom auf den Terminmärkten lange Zeit im Voraus. In Stunden niedriger und negativer Preise haben sich diese Kraftwerke ihre Marge also bereits gesichert. Im Falle negativer Preise werden die Betreiber dieser Kraftwerke selbst zu Stromkäufern, kassieren die Abnahmeprämie und liefern den zugekauften Strom an ihre Kunden mit langfristigen Abnahmeverträgen. Das eigene Kraftwerk müsste in diesem Fall also nicht laufen, und die Betreiber prüfen, ob sie die frei gewordene Kapazität gewinnbringend im Ausland vermarkten können. Die hohe Auslastung der Braunkohle- und Atomkraftwerke spricht dafür, dass diese Rechnung häufig aufgeht.

Wer bezahlt die Rechnung? In erster Linie sind es die erneuerbaren Energien, denn je niedriger die Börsenstrompreise sind, desto höher fällt die EEG-Umlage aus, die dem normalen Stromverbraucher in Rechnung gestellt wird.

Ein weiteres Ergebnis der Studie ist, dass sich die Anzahl der Stunden mit niedrigen und negativen Preisen von 2012 nach 2013 stark erhöht hat. Gleichzeitig wurden flexible Gaskraftwerke vom Netz genommen, während Kohle- und Atomkraftwerke mehr Strom produzierten. Da die Einspeisung aus Solar- und Windanlagen weiter zunehmen wird, geht die aktuelle Entwicklung also in die falsche Richtung und führt zu einer deutlichen Zunahme von Niedrig- und Negativpreisen. Diese zeigen: Mittelfristig steht ein unüberwindbarer Systemkonflikt bevor, wenn die Politik nicht rechtzeitig gegensteuert und den konventionellen Kraftwerkspark umbaut.

Der Autor Johannes Mayer forscht am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme über die wirtschaftlichen Zusammenhänge der Energiewende und die Konsequenzen für den Strommarkt.