

Marktakteure sind unterschiedlich betroffen

## Negative Strompreise: Wer zahlt die Zeche?

Die Einführung negativer Strompreise an der EEX hat sich auf die Marktteilnehmer unterschiedlich ausgewirkt. Während Betreiber konventioneller Kraftwerke zum Teil belastet werden, profitieren Pumpspeicherkraftwerke und Verbraucher. Im Jahr 2009 waren die Effekte negativer Strompreise zwar gering. Langfristig schaffen sie jedoch gerade für Investitionen in flexible Kraftwerke und Speichertechnologien einen wichtigen Anreiz.

Seit der Einführung negativer Preise im Spotmarkt der European Energy Exchange (EEX), Leipzig, zum 1. September 2008 werden die Auswirkungen auf den Strommarkt kontrovers diskutiert. Während einzelne Marktakteure in negativen Strompreisspitzen ein potenzielles Marktversagen sehen und entsprechende regulatorische Eingriffe fordern [1;2], werden negative Strompreise aus ökonomischer Sicht vielfach als Voraussetzung für eine kosteneffiziente Stromerzeugung gesehen [3;4]. Auch wenn sich die Diskussion für und wider negative Strompreise mittlerweile zu versachlichen scheint, so bleibt doch die grundsätzliche Frage, wie die einzelnen Marktteilnehmer von negativen Strompreisen finanziell betroffen sind. Ausgehend von einer Analyse der Strompreisstruktur des Jahres 2009 wird im Folgenden versucht, diese Frage für die Ebenen Erzeugung, Übertragung sowie Vertrieb zu beantworten.

### Negative Strompreise als Folge der Unflexibilität konventioneller Kraftwerke

Zur Preisfindung im Spotmarkt der EEX werden für jede Stunde die entsprechenden Angebots- und Nachfragekurven gegenübergestellt. Aus dem Schnittpunkt der beiden Kurven leiten sich die gehandelten Strommengen sowie der Strompreis ab. Alle Anbieter erhalten dabei den selben Markträumungspreis, der sich anhand der Grenzkosten des teuersten, zur Deckung der Nachfrage gerade noch benötigten, Kraftwerks ergibt. Entsprechend werden im Allgemeinen nur Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage eingesetzt, deren variable Erzeugungskosten unterhalb des jeweiligen Stromprei-

ses liegen und die damit einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften.

Für einen einzelnen Kraftwerksbetreiber kann es nun allerdings günstiger sein, den Strom aus seiner Anlage unter seinen variablen Kosten zu verkaufen, wenn er dadurch z. B. verhindern kann, dass sein Kraftwerk kurzfristig heruntergefahren werden muss und er damit die An- und Abfahrkosten sowie gegebenenfalls einzuhaltende Mindeststillstandzeiten vermeiden kann. Im Extremfall wird ein Kraftwerksbetreiber sogar bereit sein, für die Stromabnahme zu bezahlen, so dass es zu negativen Preisen an der Strombörse kommen kann. Dies trifft heute vor allem auf Braunkohle- und Kernkraftwerke zu, aber auch wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen in Phasen niedriger Strompreise nicht komplett vom Netz genommen, sondern auf ihre Mindestlast gedrosselt.

### 71 Stunden mit negativen Strompreisen im Jahr 2009

Durch die beschriebenen energiewirtschaftlichen Randbedingungen im konventionellen Kraftwerkspark muss es allerdings nicht zwangsläufig zur Bildung negativer Strompreise kommen. Diese entstehen im Spotmarkt vor allem dann, wenn bei geringer Stromnachfrage gleichzeitig das verfügbare Angebot an Erzeugungsleistung groß ist [5]. Dies ist vor allem an Wochenenden und/oder während der Nachtstunden (geringe Nachfrage) mit hoher Einspeisung durch Windenergieanlagen (WEA) der Fall. So lag die durchschnittliche Einspeisung von in WEA erzeugtem Strom in den 71 h mit negativen Strompreisen im Spotmarkt der EEX im Jahr 2009 [6] bei rd. 10 000 MW – im Jahresmittel wurden hingegen »nur« rd. 4 300 MW in WEA erzeugter Strom eingespeist [7]. Neben der Einspeisung von in WEA erzeugtem Strom ist die Nachfrage die zweite wichtige Einflussgröße für die Bildung negativer Strompreise. Dies zeigt sich daran, dass von den 71 h mit negativen Strompreisen nur 4 h nicht an einem Sonn- oder Feiertag bzw. an einem der unmittelbar folgenden Werktagen im Zeitfenster zwischen 0 und 6 Uhr lagen – also in Stunden mit sehr geringer Nachfrage (*Bild 1*).



Prof. (FH) Dr. Dipl.-Ing. **Jürgen Neubarth**, Leiter des Studiengangs Europäische Energiewirtschaft, Fachhochschule Kufstein/Österreich, und Geschäftsführer, e3 consult, Innsbruck/Österreich.

Auch bei der Betrachtung des gesamten Zeitraums seit Einführung negativer Spotmarktpreise an der EEX kann dieser Zusammenhang abgeleitet werden. Zwischen dem 1. September 2008 und dem 30. April 2010 notierte der Spotmarkt in insgesamt 91 h unter 0 €/MWh, wobei 84 h an einem Sonn- oder Feiertag bzw. an einem der unmittelbar folgenden Werktagen zwischen 0 und 6 Uhr lagen [6]. Die mittlere Einspeisung von in WEA erzeugtem Strom betrug in diesem Zeitraum rd. 4 400 MW und in den 91 h mit negativen Strompreisen rd. 10 200 MW [7].

Gegenüber der vor September 2008 als untere Marktpreisgrenze festgelegten 0 €/MWh waren und sind die einzelnen Marktakteure nun in unterschiedlicher Weise monetär betroffen. Während für die Vermarktung der »Must-Run«-Kraftwerke sowie der über das EEG geförderten Stromerzeugung zusätzliche Kosten entstehen, profitieren Pumpspeicherkraftwerke sowie Stromvertriebe, die sich zu günstigeren Konditionen über die Strombörsen eindecken können (Bild 2). Zusätzliche Effekte können sich auch im Regel- und Ausgleichsenergiemarkt ergeben – einerseits für die am Regelleistungsmarkt beteiligten Kraftwerke durch die tendenziell höheren Arbeits- und Leistungspreise für negative Minutenreserve während Phasen mit niedrigen oder negativen Strompreisen. Andererseits werden diese Kosten auf die Bilanzkreisverantwortlichen (Arbeitspreis) bzw. Netznutzungsentgelte (Leistungspreis) umgelegt, was letztendlich auf Seiten der Vertriebe und damit der Verbraucher zu höheren Kosten führt. Die Wechselwirkungen mit dem Regel- und Ausgleichsenergiemarkt werden an dieser Stelle allerdings nicht weiter betrachtet.

### Braunkohle und Kernkraft am stärksten betroffen

Aus den Veröffentlichungen der tatsächlichen Erzeugung auf der Transparenzplattform der EEX [8] lassen sich für die jeweiligen Kraftwerkstechnologien die Mehraufwendungen im Jahr 2009 gegenüber einem Strompreis von 0 €/MWh ermitteln. In Summe mussten die Kraftwerksbetreiber in den 71 h mit negativen Strompreisen rd. 92 Mio. € für die Abnahme des erzeugten Stroms aufwenden. Dabei waren

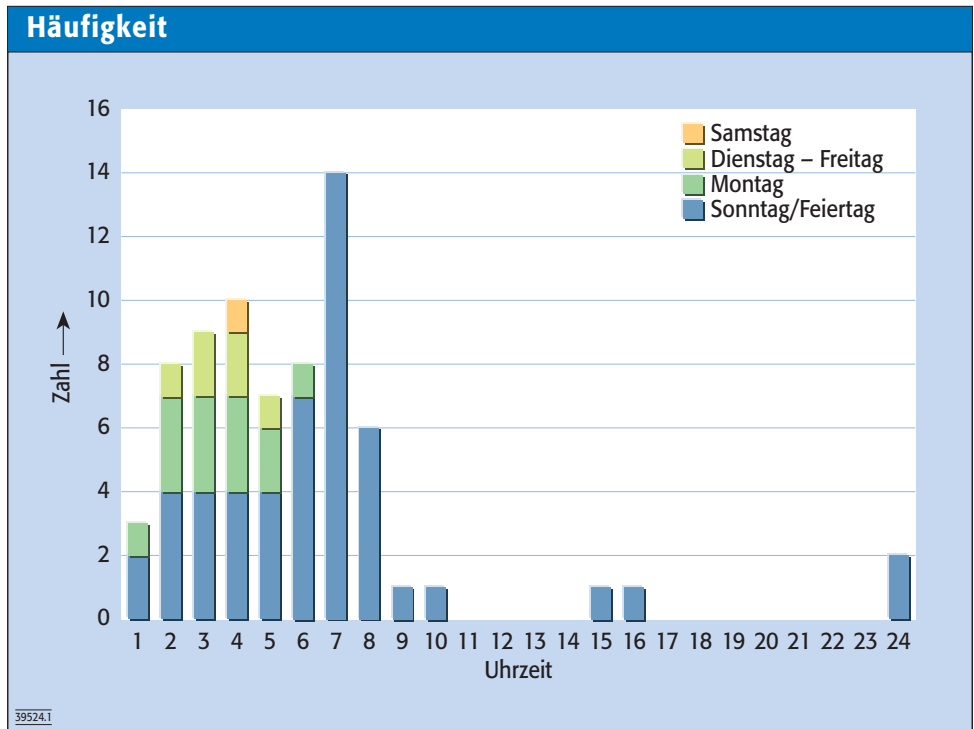


Bild 1. Häufigkeit negativer Spotmarktpreise an der EEX im Jahr 2009

Braunkohle- und Kernkraftwerksbetreiber trotz einer gegenüber der jeweils technisch verfügbaren Erzeugungsleistung um bis 60 bzw. 40 % reduzierten Einspeisung in den Stunden mit negativen Strompreisen mit Zusatzkosten von jeweils rd. 35 Mio. € am stärksten betroffen. Wird zusätzlich noch die konventionelle Erzeugung berücksichtigt, die nicht über die Transparenzplattform der EEX veröffentlicht wurde, kann von Mehraufwendungen im konventionellen Kraftwerkspark von rd. 100 Mio. €

für das Jahr 2009 ausgegangen werden. Bezogen auf den über den Spotpreis gewichteten mittleren »Wert« der gesamten Nicht-EEG-Erzeugung 2009 (rd. 490 TWh, [9]) sind dies weniger als 0,5 %.

Umgekehrt profitieren Pumpspeicherkraftwerke von der Einführung negativer Strompreise. Wird unterstellt, dass sämtliche Pumpspeicher in Deutschland sowie die über langfristige vertragliche Regelungen von RWE, Eon und EnBW Energie Baden-Württemberg eingesetzten ausländischen Pump-

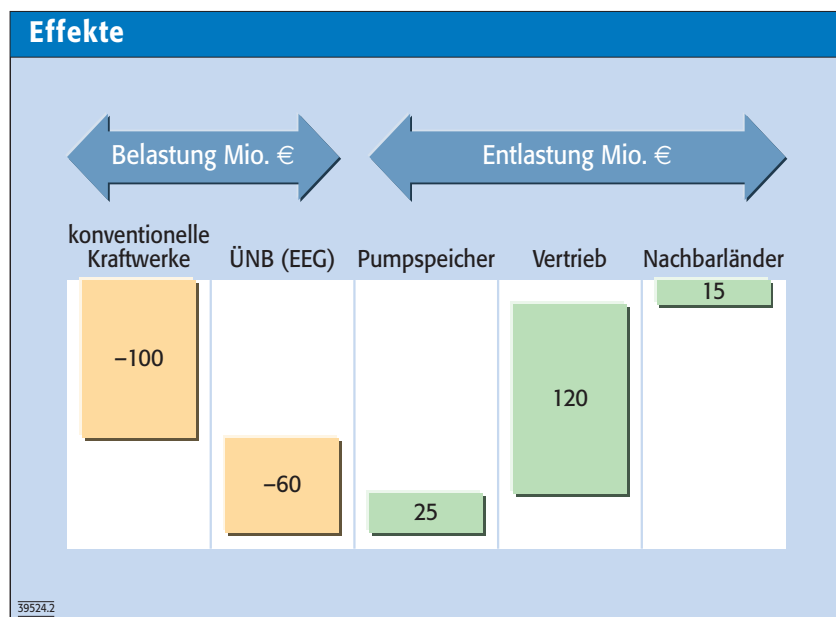


Bild 2. Effekte negativer Strompreise im Jahr 2009 auf unterschiedliche Marktakteure im Vergleich zu einer unteren Preisgrenze von 0 €/MWh

speicherkapazitäten (zusammen rd. 8 000 MW, [10]) in den 71 h mit negativen Strompreisen im Pumpbetrieb waren, ergeben sich für das Jahr 2009 Mehrerlöse von rd. 25 Mio. €.

### Höhere Aufwendungen bei Übertragungsnetzbetreibern

Entsprechend der Ausgleichsmechanismus-Verordnung wird der nach EEG eingespeiste und vergütete Strom seit dem 1. Januar 2010 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) am Spotmarkt der EEX vermarktet. Auch wenn die Mehraufwendungen der Vermarktung bei negativen Strompreisen über den EEG-Wälzungsmechanismus an die Letztverbraucher versorgenden Energieversorger und damit die Verbraucher weitergegeben werden, sind die ÜNB aufgrund der einleitend beschriebenen Zusammenhänge zwischen in WEA erzeugtem Strom und negativen Strompreisen in besonderer Weise betroffen. So hätten beispielsweise die Mehraufwendungen in den 71 h mit negativen Strompreisen im Jahr 2009 gegenüber einem minimalen Strompreis von 0 €/MWh bei rd. 60 Mio. € gelegen. Bezogen auf den gesamten über den Spotpreis gewichteten mittleren »Wert« der EEG-Einspeisung im Jahr 2009 liegen die Zusatzkosten damit bei rd. 2 %. Inwieweit die mit Ende Februar 2010 in Kraft getretene Ausführungsverordnung der Bundesnetzagentur zur Ausgleichsmechanismus-Verordnung für EEG-Strom für die ÜNB eine finanzielle Entlastung bringt, wird sich in den kommenden Monaten zeigen.

### Verbraucher profitieren durch sinkende Strompreise

Der Jahresbase im EEX-Spotmarkt 2009 lag bei 38,9 €/MWh. Bei einer Preisuntergrenze von 0 €/MWh hätte das Baseprodukt rd. 0,7 €/MWh höher gelegen. Da die Nachfrage in den Stunden mit negativen Strompreisen jedoch meist deutlich unter der jahresmittleren Nachfrage liegt, ist zur Quantifizierung der Effekte negativer Strompreise auf die Einkaufspreise der Stromvertriebe eine Gewichtung der stündlichen Spotmarktpreise mit der jeweiligen Nachfrage erforderlich. Werden hierfür die von den deutschen ÜNB

veröffentlichten Netzlasten herangezogen [11], leitet sich im Durchschnitt über alle Verbraucher eine Einsparung für den Strombezug von rd. 0,24 €/MWh ab. Bei einem Nettostromverbrauch von rd. 510 TWh im Jahr 2009 [9] ergeben sich daraus Einsparungen von 120 Mio. €. Für den Verbraucher bleibt als potenzielle Einsparung allerdings nur das Saldo der günstigeren Preise im Großhandelsmarkt und den oben dargestellten Mehraufwendungen auf ÜNB-Seite – im dargestellten Beispieljahr 2009 waren dies knapp 60 Mio. €.

Zusätzlich profitieren durch den Import von günstigem Strom aus Deutschland auch die angrenzenden Nachbarländer. Interessanterweise waren die Exporte aus Deutschland in den 71 h mit negativen Strompreisen im Jahr 2009 allerdings sehr unterschiedlich – im Saldo zwischen rd. 1 000 und 9 000 MW – und damit z. T. deutlich unter den zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten von rd. 15 000 MW [12]. Für das Gesamtjahr 2009 bedeutet das schätzungsweise eine Entlastung in den Nachbarländern von rd. 15 Mio. €.

### Fazit und Ausblick

Die einzelnen Marktakteure sind durch die Einführung negativer Strompreise unterschiedlich finanziell betroffen. Während die Erzeugungsseite in Summe belastet wird, sollten die Verbraucher über sinkende Wholesale-Preise profitieren. Allerdings sind die aufgezeigten monetären Effekte im Verhältnis zum Gesamtvolumen des deutschen Strommarkts noch in einer vergleichsweise sehr geringen Ausprägung zu spüren, so dass sich daraus keine Forderungen nach regulatorischen Eingriffen in die Preisbildungsmechanismen an der EEX rechtfertigen lassen. Ein solcher Eingriff kann sogar kontraproduktiv sein, wenn es darum geht, Anreize für Investitionen in flexible Kraftwerke und Speicher zu schaffen. Beide Technologien sind eine wichtige Voraussetzung für eine effiziente Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Stromversorgungssystem bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der hohen Versorgungszuverlässigkeit.

Die Erfahrungen der ersten vier Monate im Jahr 2010 haben außerdem gezeigt, dass die Marktteilneh-

mer beginnen, sich an die geänderten Bedingungen anzupassen. Die bisher im Jahr 2010 aufgetretenen negativen Preise sind deutlich seltener und »moderater« ausgefallen als im Jahr 2009. Vor dem Hintergrund der nationalen und EU-weiten Ausbauziele für erneuerbare Energien können diese Anpassungen jedoch nur einen ersten Schritt darstellen, wenn die erneuerbaren Energien langfristig in den Strommarkt integriert werden sollen. Konsequenterweise müssen hierzu auch die erneuerbaren Energien selbst eine wesentliche Rolle übernehmen, u. a. auch dadurch, dass Preiseffekte an den Strombörsen an die erneuerbaren Energien »weitergegeben« werden.

### LITERATUR

- [1] Verbraucher zahlen für Überangebot an Öko-Strom. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 10. Dezember 2009.
- [2] Windenergie sprengt die Stromnetze. Handelsblatt, 8. Januar 2010.
- [3] *Ockenfels, A.*, et al.: Strommarktdesign – Preisbildungsmechanismen im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG, 2008.
- [4] *Flinkerbusch, K.*, et al.: Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. Zeitschrift für Energiewirtschaft Jg. 34 (2010), H. 2 (in Vorbereitung).
- [5] *Neubarth, J.*, et al.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen Jg. 56 (2006), H. 7.
- [6] EEX-Marktdaten Spotmarkt Strom, eingesehen über [www.eex.de](http://www.eex.de).
- [7] EEG-Windenergie-Einspeisung 2009. BDEW, eingesehen über [www.bdew.de](http://www.bdew.de).
- [8] EEX-Transparenzplattform, eingesehen über [www.transparency.eex.com/de/](http://www.transparency.eex.com/de/).
- [9] Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland – Zeitreihen ab 1991. BDEW.
- [10] Stromversorgung 2020 – Wege in eine moderne Energiewirtschaft. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien, 2009.
- [11] Internetveröffentlichungen 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG und Transpower Stromübertragungs GmbH.
- [12] NTC-Werte Sommer 2009. Entso-E, eingesehen über [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu).

(39524)

[j.neubarth@e3-consult.at](mailto:j.neubarth@e3-consult.at)

[www.e3-consult.at](http://www.e3-consult.at)