

WERT DER FLEXIBILITÄT

Dr. Wolfgang POSPISCHIL¹, Philip GUEORGUIEV², Gregor HERNDLHOFFER³

Die Entwicklung der europäischen Energiemärkte

Erneuerbare Energien werden europaweit gefördert um somit die europäischen Klimaziele zu erreichen, die sogenannten 2020 Ziele. Energieeffiziente Gebäude, eingesetzte erneuerbare Energien und ein sich wandelnder Transportsektor, der von Ölprodukten abkehren soll, sollten die CO₂ Emissionen innerhalb Europas reduzieren, wobei ein EU-weiter Emissionshandel diese Reduktion entsprechend unterstützen sollte.

Der derzeitige Preis für ein CO₂-Zertifikat liegt bei €4.56 (14. Oktober 2013), wodurch Kohle und Braunkohlekraftwerke mit hohen CO₂ Emissionen wesentlich günstiger zu betreiben sind, als beispielsweise Gaskraftwerke.

Neben der indirekten Unterstützung für erneuerbare Energien durch die Klimaziele, werden diese in den europäischen Mitgliedsstaaten auch direkt gefördert, wobei es sich hierbei um länderspezifische Regelungen handelt. Während in Österreich und Deutschland vor allem Einspeisetarife an die Erzeuger bezahlt werden, gibt es in der Tschechischen Republik entweder einen Einspeisetarif oder einen Aufschlag auf den Elektrizitätspreis. In Rumänien und Polen werden Grüne Zertifikate an die Erzeuger ausgegeben, die einerseits den Strom und andererseits an andere Marktteilnehmer diese Zertifikate verkaufen.

Da die jeweiligen Förderungen für Investoren lukrativ sind, werden derzeit viele dieser EE-Kraftwerke erbaut, wobei vor allem, aufgrund der relativ geringen topographischen Voraussetzungen, Wind- und Solarkraftwerke überproportional an das Netz angeschlossen werden. Diese beiden Kraftwerkstypen sind jedoch von äußeren Begebenheiten, wie Windstärke und Sonneneinstrahlung abhängig. Obwohl sich die Prognosen für Windstärke beziehungsweise dem Sonnenaufkommen, in den letzten Jahren deutlich verbessert haben, ist die Netzstabilität durch plötzliche Schwankungen gefährdet. Diese Schwankungen in der Elektrizitätsproduktion müssen schnell von anderen Produzenten ausgeglichen werden – die meisten Kohlekraftwerke sind dazu nicht in der Lage, die geforderte Schwankungsbreite schnell abzudecken. Im Gegensatz dazu, sind Gaskraftwerke geeigneter, da sie schneller Leistungsänderungen bereitstellen können.

Derzeit werden europaweit auch Kapazitätszahlungen für unprofitable Kraftwerke diskutiert oder wurden zum Teil schon eingeführt, um somit die nötige Netzstabilität gewährleisten zu können – hierbei wird häufig übersehen, ist das nicht nur Kapazität benötigt wird, sondern auch Flexibilität.

Der Wert der Flexibilität

Im Zuge einer von Pöyry durchgeführten Studie über den Wert der Flexibilität, die im November 2013 veröffentlicht wird, wurden vier Möglichkeiten festgestellt, die Flexibilität innerhalb des Netzes zu gewährleisten und die Netzstabilität zu sichern:

- Flexible Produktion (vor allem Gaskraftwerke);
- Erhöhte Import- und Exportkapazitäten;
- Demand Side Response;
- und Stromspeicherung.

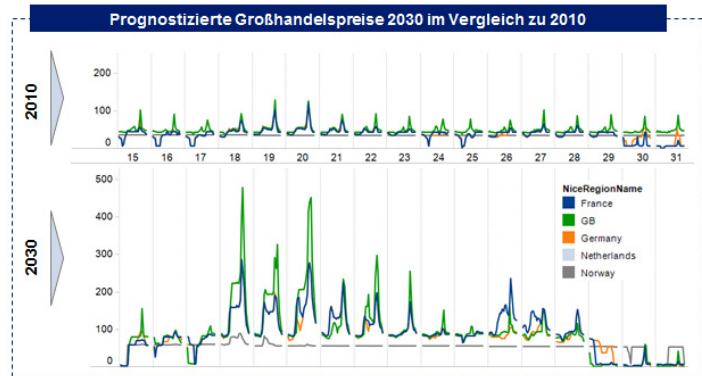
Basierend auf den bereits am Markt feststellbaren Verhältnissen – dass der Strom-Großhandelspreis vor allem durch die Einspeisung von Wind- und Solarenergie gesteuert wird, haben wir diesen

¹ Name Pöyry Management Consulting Austria GmbH, Laaer-Berg-Straße 43, 1100 Wien, 01/641 1800, Wolfgang.Pospischil@poyry.com, www.poyry.at

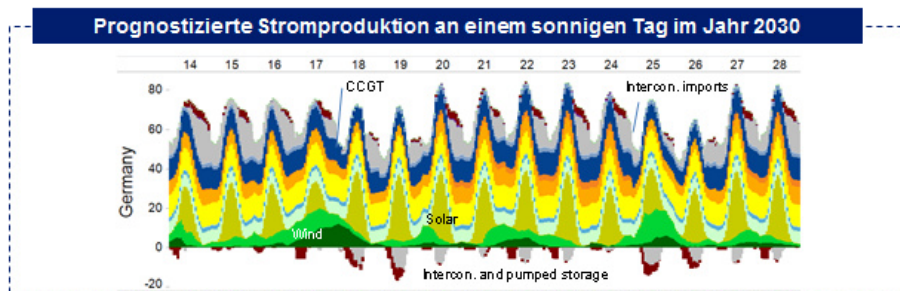
² Name Pöyry Management Consulting Austria GmbH, Laaer-Berg-Straße 43, 1100 Wien, 0664/828 5761, Philip.Gueorguiev@poyry.com, www.poyry.at

³ Name Pöyry Management Consulting Austria GmbH, Laaer-Berg-Straße 43, 1100 Wien, 0664/828 6896, Gregor.Herndlhofer@poyry.com, www.poyry.at

Zusammenhang innerhalb der Studie weitere untersucht. Negative Preisentwicklungen, wie sie beispielsweise am Sonntag, den 16. Juni 2013 vorgekommen sind, werden sich dadurch in Zukunft häufen – ebenso wie positive Spitzenpreise, jenseits der €400/MWh. Die nebenstehende Abbildung zeigt, wie sich die Preise im Jahr 2030 im Vergleich zu den Preisen im Jahr 2010 verhalten könnten.



Neben einer erhöhten Schwankung der Großhandelspreise, gefährdet die Volatilität der erneuerbaren Energien auch die Netzstabilität, sofern nicht ausreichend flexible Kapazität am Markt vorhanden ist.



Im Gegensatz zu beispielsweise Kohle- oder Nuklearkraftwerke, die aus technischen Gründen weitgehend ihrem festgelegtem Fahrplan folgen müssen, haben flexible Kraftwerke derzeit die Möglichkeit zusätzliche Gewinne zu erzielen:

- Abdeckung von Spitzen in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten durch erhöhte Produktion;
- Partizipation am Regelleistungsmarkt partizipiert;
- Spezifische Verträge mit dem Netzbetreiber; oder
- mittels eines Kapazitätsmechanismus, der in einigen Märkten besteht.

Die derzeitigen Anreize reichen jedoch nicht aus, um Flexibilität entsprechend zu fördern, da:

- die Prämie für das kurzfristige Bereitstellen von Energie zu niedrig ist, beziehungsweise, sich über zu kurze Zeiträume erstreckt;
- der Kapazitätsmechanismus sich auf die Kapazität und nicht auf die Flexibilität fokussiert.

Dies liegt vor allem daran, dass

- die Zahlungen des Netzbetreibers für bestimmte Dienste fixiert sind (Nachfragemonopol, nicht marktbasierend);
- die Spot- und Ausgleichsenergiepreise geglättet sind (regulatorischer Druck und aufgrund des Handelns des Übertragungsnetzbetreibers); und
- es nur begrenzte Möglichkeiten gibt, grenzüberschreitend Flexibilität zu verkaufen.

Ein vorläufiges Resultat der Flexibilitätsstudie ist, dass anstelle von Kapazitätsmechanismen, der Handel von Flexibilität sinnvoller wäre. Durch beispielsweise einen Handel an der Börse, könnte man diese Kraftwerkscharakteristik entsprechend fördern und Anreize setzen, damit weiter in flexible Kapazität investiert wird. Durch diese Maßnahme würde gewährleistet werden, dass flexible Kapazität zur Verfügung steht, wenn es zu Schwankungen in der Produktion von erneuerbaren Energien kommt.