

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Oktober 2010

Bewertung von Strompreisprognosen – mit einer HPFC nur die halbe Wahrheit?

Modellierung von stündlichen Strompreisen im Vergleich

Preisprognosen schaffen eine Basis, um langfristige Strategien oder Investitionsentscheidungen treffen zu können. Dabei können Strompreisentwicklungen unter Einbeziehung von langfristigen, fundamentalen Marktentwicklungen (z.B. zur Atompolitik, Ausbau Erneuerbarer, Nachfrage- und Brennstoffpreisentwicklung, CO₂-Preisentwicklung etc.) abgeleitet werden.

Die Bewertung einer solchen Strompreisentwicklung (Optimierungspotenzial für z.B. Kraftwerke) erfolgt dann auf Basis eines stündlichen Kraftwerks-Dispatchs. Um die dafür benötigte stündliche Preiserwartung zu generieren, wird häufig auf Basis der jährlichen fundamentalen Preisprognose eine HPFC ausgerollt. Dabei werden beispielsweise die Monats- und Quartalsstrukturen aus historischen Terminotierungen sowie die Tages- und Stundenstrukturen aus historischen Spotnotierungen abgeleitet. Diese stündliche Preisstruktur wird dann auf die fundamentale Preiserwartung aufgesetzt. Der Vorteil dabei ist, neben der technisch relativ einfachen Umsetzung, vor allem die Berücksichtigung von beobachtbaren untertägigen Preisstrukturen.

Aber: die beobachteten Preisstrukturen basieren auf einem Kraftwerkspark, der so in Zukunft nicht mehr vorhanden sein wird.

Preisstrukturen von heute auf die Zukunft übertragbar?

Unterstellt man die angestrebten Ausbauziele von Wind

und PV für die kommenden Jahrzehnte, so nimmt ihr Einfluss auf die residuale Last und damit die Preisstruktur sowie auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke signifikant zu. Wenn die fluktuierende Erzeugung zunehmend die Struktur der residualen Last dominiert, greifen heutige Preisstrukturen immer weniger. Sie führt bereits heute an manchen Tagen dazu, dass die untertägige Nachfragestruktur (peak: hohe Nachfrage; offpeak: niedrige Nachfrage) sich nicht mehr in der residualen widerspiegelt. Die Kombination aus steigender/fallender Nachfrage auf der einen Seite und fluktuierender Einspeisung auf der anderen löst die zusammenhängenden peak- bzw. offpeak-Blöcke verstärkt auf. Zunehmend größere Lastschwankungen in kurzen Zeitintervallen wirken sich dann verstärkt auf Preise aus, wenn nicht genügend rotierende Leistung am Netz ist und Lastsprünge durch flexible, aber teure Gasturbinen und Pumpspeicher abgedeckt werden müssen. Starke Lastabfälle erhalten verstärkt ihre Preissignale durch die verfügbare Lastwechselgeschwindigkeit der eingesetzten Kraftwerke.

Preise nicht mehr nur nach Merit-Order

Die Preissignale, die heute durch die Erzeugungskosten des Kraftwerksparks geprägt werden – müssen in Zukunft um den Grad an Flexibilität ergänzt werden. Der Grad an Flexibilität kann ggf. sogar die Erzeugungskosten als Preistreiber verdrängen.

Was heißt das für die Kraftwerksbewertung?

Den Wert von Flexibilität bzw. den Nachteil von trägen Kraftwerken für die Zukunft folgerichtig zu bewerten,

funktioniert dann aber nicht mehr an Hand einer HPFC.

Wie groß der Fehler aus einer Bewertung an Hand einer HPFC ist, hängt von dem zu betrachtenden Kraftwerkstyp ab. Abbildung 1 zeigt die sortierte residuale Last für heute und in ~30 Jahren. Es zeigt sich deutlich, wie stark

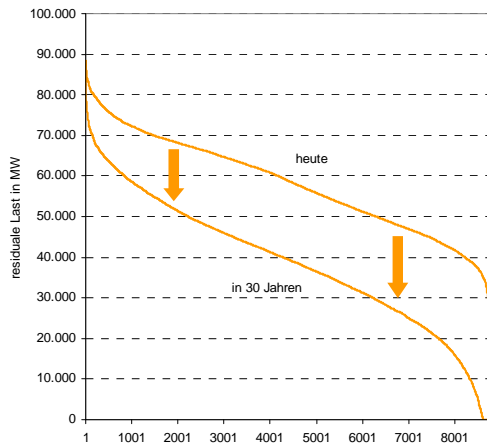


Abbildung 1: Veränderung der residualen Last

sowohl der Grundlast- als auch der Mittellastbereich eingeschnitten werden. Wenngleich bei dieser Darstellung die Struktur und damit die Volatilität verloren geht, so spielt sie dennoch eine wesentliche Rolle bei der Bewertung des Optimierungspotenzials thermischer Kraftwerke.

Abbildung 2 zeigt einen vereinfachten Einsatz eines modernen Steinkohle KW nach einer HPFC für ein Beispieljahr. Es ist deutlich die peak- / offpeak-Struktur in der Einsatzweise zu erkennen. Abbildung 3 zeigt für dasselbe KW einen vereinfachten KW-Einsatz auf Basis simulierter Spotpreise unter Berücksichtigung von Lastgradienten und stündlicher residualer Last.

Hier zeigen sich vor allem in den Sommermonaten die Auswirkungen der PV-Einspeisung. Die residuale Last sinkt so stark, dass ein Steinkohle KW nicht mehr benötigt wird. Inwieweit ein Steinkohle KW diese Strukturen unter Berücksichtigung von Anfahrtrampen, Teillastverhalten sowie Mindestbetriebs- bzw. Mindeststillstandszeiten nutzen kann, bestimmt den tatsächlichen Wert des Kraftwerks.

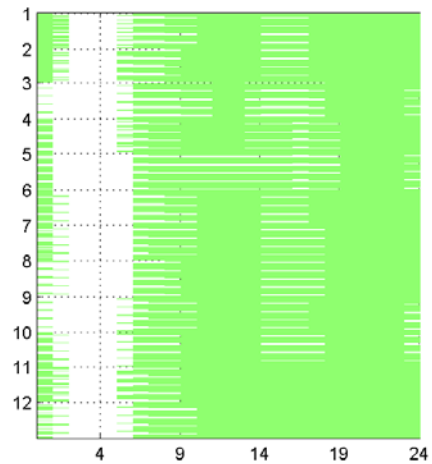


Abbildung 2: Einsatz modernes Steinkohle KW nach HPFC für Beispieljahr

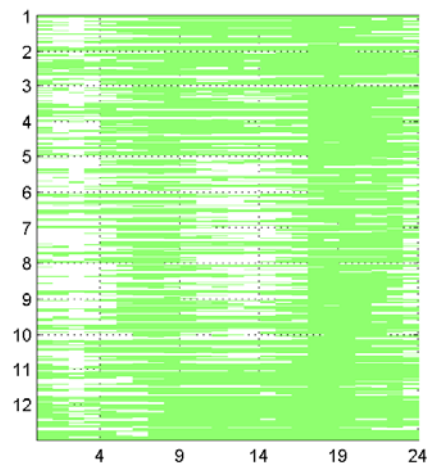


Abbildung 3: Einsatz modernes Steinkohle KW nach simulierten Preisen unter Berücksichtigung von Lastgradienten und stündlicher residualer Last für Beispieljahr

Bei Pumpspeicherkraftwerken (oder anderen zukünftigen Speichertechnologien) zeigt sich der Unterschied noch deutlicher. Mit einer HPFC liegt der Pumpbetrieb in den morgendlichen offpeak-Stunden, der Turbinenbetrieb in den peak-Stunden (Abbildung 4). Berücksichtigt man den Lastgradienten und die stündliche residuale Last, so zeigt sich ein sehr viel komplexeres Bild (Abbildung 5).

Die Veränderungen in der untertägigen Last- bzw. Preisstruktur wirken sich auf die Dauer und Häufigkeit der

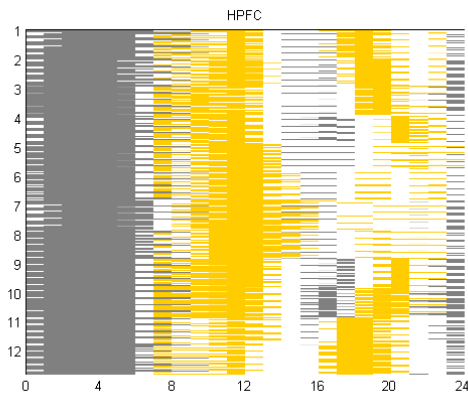


Abbildung 4: Einsatz Pumpspeicher nach HPFC für Beispieljahr (grau Pumpbetrieb, orange: Turbinenbetrieb)

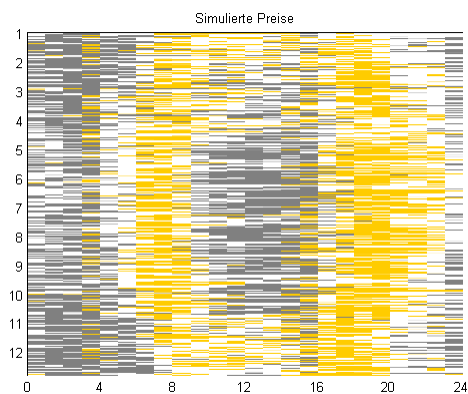


Abbildung 5: Einsatz Pumpspeicher nach simulierten Preisen unter Berücksichtigung von Lastgradienten und stündlicher residualen Last für Beispieljahr (grau Pumpbetrieb, orange: Turbinenbetrieb)

Lade- und Entladezyklen aus. Lange zusammenhängende peak-/offpeak-Blöcke können optimal von Speichern mit großem Arbeitsvolumen genutzt werden. Bei einer hohen untertägigen Volatilität hat eine hohe Turbinen- bzw. Pumpleistung einen klaren Vorteil gegenüber einem großen Arbeitsvolumen. Viele kurze Lade- und Entladezyklen gewinnen an Bedeutung – die Bemessung dieses Werts ist mit einer HPFC nicht möglich.

Wenn sich die Strukturen des KW-Einsatzes so stark voneinander unterscheiden, wie groß ist dann der Fehler, wenn bei der Bewertung eine HPFC basierend auf heutigen Strukturen angewendet wird?

Diese Fragen sollten bei einer gründlichen Strompreisprognose nicht unberücksichtigt bleiben.

Deshalb gehen wir auf diese Themen insbesondere in unseren zwei Workshops [Flexible Erzeugung & Kraftwerksoptimierung](#) sowie [Modellgestützte Marktanalysen und Strompreisprognosen](#) ein.

Ansprechpartner bei enervis

Angela Pietroni	angela.pietroni@enervis.de Tel. 030 695 175 29
Uwe Hilmes	uwe.hilmes@enervis.de Tel. 030 695 175 11
Dr. Andreas Kauffmann	andreas.kauffmann@enervis.de Tel. 030 695 175 18

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH.