

Preisbildung in liberalisierten Elektrizitätsmärkten unter besonderer Berücksichtigung des Emissionshandels

**Dipl.-Ing. Christian Redl^{1,2}, Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas,
Dipl.-Ing. Nenad Keseric**

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, Gusshausstrasse 25/373-2, 1040 Wien, Tel. +43-1-58801-37361, E-mail: redl@eeg.tuwien.ac.at,
www.eeg.tuwien.ac.at

Seit der Liberalisierung des europäischen Elektrizitätssektors ist eine hohe Volatilität der Strompreise an den Handelsplätzen zu beobachten. Im Jahr 2005 sind zudem die Preise an den meisten Strombörsen stark gestiegen – für eine korrekte Analyse der Strompreisentwicklung und der Identifikation unterschiedlicher Einflussparameter ist eine Modellierung des Preisbildungsprozesses erforderlich. Die Preise für Emissionszertifikate stellen einen neuen Einflussparameter dar, da das europäische Emissionshandelssystem – ein Eckpfeiler der europäischen Klimapolitik zur Erreichung der Kyoto-Ziele – auch den Energiesektor umfasst. In der vorliegenden Arbeit werden neben der Vorstellung unterschiedlicher Ansätze zur Preismodellierung die Auswirkungen des Emissionshandelssystems auf die Elektrizitätspreise dargestellt.

Methodik

In der folgenden Arbeit werden zunächst unterschiedliche in der Literatur vertretene Ansätze zur Preismodellierung vorgestellt und klassifiziert. Aufbauend auf einer Analyse diverser Großhandelsmärkte wird die Anwendung aggregierter und fundamentaler Modelle am Beispiel der Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die Energiepreise dargestellt. In der Literatur werden drei große Gruppen von Preismodellen unterschieden:

- Stochastische Preismodelle: Diese Gruppe von Modellen erklärt die Preisentwicklung durch die Preise selbst, wobei die beobachteten Zeitreihen als Realisationen stochastischer Prozesse dargestellt werden.
- Fundamentalmodelle: Die Erklärung der Preise erfolgt durch Angebots- und Nachfragefunktionen wobei zwischen perfektem Wettbewerb – der Marktpreis ergibt sich zu den kurzfristigen Grenzkosten – oder einem Monopol – der Preis ergibt sich durch Gleichsetzen von Grenzerlös und Grenzkosten – unterschieden werden kann. Da allerdings beide Ausprägungen in der Realität in reiner Form selten anzutreffen sind, muss die tatsächliche Marktstruktur in einem geeigneten Modellierungsansatz abgebildet werden.
- Aggregierte Modelle: Hier erfolgt mittels eines ökonometrischen Modellansatzes eine quantitative Analyse des Einflusses verschiedener Faktoren auf den Strompreis (z.B. unterschiedliche Faktorpreise, Verbrauch, Verfügbarkeit etc.).

Ergebnisse

Zentrales Ziel der Liberalisierung des europäischen Energiesektors war die Einführung von Wettbewerb sowie die Schaffung eines einheitlichen Strommarktes. Die Aufspaltung des europäischen Strommarktes in unterschiedliche Preiszonen zeigt allerdings eine noch unvollständige Marktintegration (siehe Abbildung 1).

¹ Nachwuchsautor

² Dieses Forschungsprojekt wird vom Wiener Wissenschafts-, Forschungs- und Technologiefonds (WWTF) gefördert

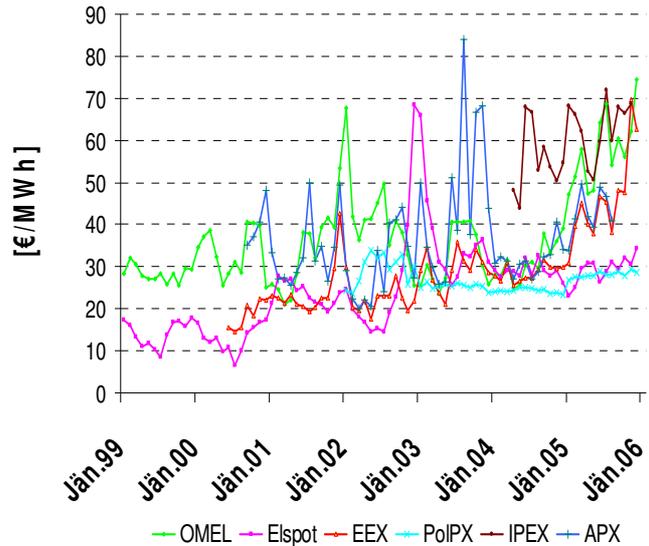
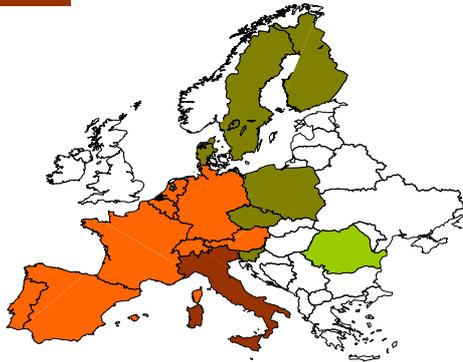


Abbildung 1. Europäische Großhandelspreiszonen im Juli 2005 in €/MWh (links) sowie historische Entwicklung der monatlichen Spotpreise an europäischen Strombörsen (rechts);
Quellen: Diverse Strombörsen

Durch die Einführung des Emissionshandels ist eine weitere preisbeeinflussende Größe hinzugekommen. Die Zertifikate mussten gemäß EU-Direktive zu mindestens 95% gratis ausgegeben werden. Tatsächlich haben sich die meisten Mitgliedsstaaten entschlossen die Emissionsberechtigungen zu 100% gratis zuzuteilen. Die Unternehmen können die Zertifikate zur Deckung ihrer CO₂-Emissionen verwenden oder am Markt veräußern. Somit stellen diese Opportunitätskosten dar und finden Eingang in die Preiskalkulation. Aufgrund der Gratiszuteilung führt die Berücksichtigung der Zertifikate als Opportunitätskosten zu *Windfall Profits* der Erzeuger.

Mit Hilfe eines ökonometrischen Modells konnte der große Einfluss der Zertifikatspreise auf die Strompreise abgebildet werden. Die Ergebnisse zeigen für den Baseloadjahreskontrakt 2006 eine Korrelation von 0,9, die Preiselastizität beträgt 0,26. Dieses Ergebnis deckt sich mit den im Jahr 2005 beobachteten Preiserhöhungen.

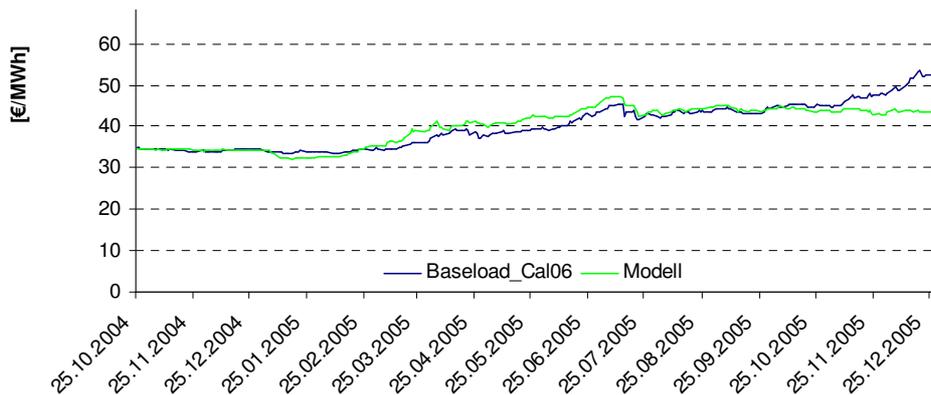


Abbildung 2. Tatsächlicher Baseloadpreis an der EEX und Werte des ökonometrischen Modells;
Quelle: EEX, eigene Berechnungen

Die Zusatzkosten der Stromerzeugung wurden mit Hilfe eines fundamentalen Grenzkostenansatzes ermittelt. Ein Preisniveau von 25 €/t CO₂ verdoppelt die Erzeugungskosten kohlebefeuerter Kraftwerke, die Kosten von GuD-Anlagen steigen um ein Drittel.