

MARKET COUPLING VS. MARKET SPLITTING

Reinhard HAAS¹, Hans AUER¹

Motivation

Das ultimative Ziel der Europäischen Kommission war und ist seit dem Beginn des europäischen Liberalisierungsprozesses die Schaffung eines einheitlichen, europaweiten Strombinnenmarkts. Der Wettbewerb sollte zu einem kostengünstigeren Stromsystem für Verbraucher führen. Wichtig war dabei die Idee des Market Coupling. Dazu notwendig sind aber ausreichende Übertragungskapazitäten. Das zentrale Ziel dieses Beitrags ist die Analyse von Vor- und Nachteilen dieser Idee speziell im Strommarkt Österreichs und der nördlichen Nachbarstaaten.

Market Coupling vs. Market Splitting

Unter Market Coupling versteht man die optimale Ausnutzung von Übertragungskapazitäten (durch implizite Auktionen zwischen Preiszonen und durch Re-Dispatch) sodass praktisch die Preisdifferenzen zwischen den gekoppelten Märkten beseitigt oder zumindest minimiert werden.

Bei Market-Splitting werden (temporär), wenn die Übertragungskapazitäten zwischen zwei Zonen (ohne Re-Dispatch) ausgelastet bzw. überlastet sind, unterschiedliche Preise in diesen Regionen ermittelt.

Am weitesten fortgeschritten ist Market Coupling bei der Integration der Day-Ahead-Märkte. Die zentralwesteuropäische Marktkopplung unter Beteiligung von Deutschland und Österreich, Frankreich, den Niederlanden, Belgien und Luxemburg. Im Februar 2014 wurde die Marktkopplung ausgeweitet und umfasst nun zusätzlich die nordischen, baltischen und britischen Märkte. Das Hauptziel beim Betrieb einer Handelsplattform mit einem Auktionssystem besteht darin, die Liquidität optimal zu bündeln. Da zwischen den deutschen und österreichischen Regelzonen keine Kapazitätsengpässe bestehen, wird in einer Auktion ein gemeinsamer Market Clearing Preis für alle Regelzonen ermittelt.

Preiszonen in Europa

Die aktuelle Aufteilung Europas nach Preiszonen zeigt Abb.1. Es ist deutlich zu erkennen, dass es auch innerhalb von einzelnen Ländern – z.B. Norwegen, Schweden, Italien – mehrere Preiszonen geben kann. Österreich bildet gemeinsam mit Deutschland eine einheitliche Preiszone. Ein gemeinsamer Markt (Preiszone) existiert also dann, wenn es zwischen zwei Gebieten kontinuierlich ausreichende Übertragungskapazitäten gibt. Wenn es in den Netzen (temporär) Engpässe gibt, kann das implizite Bidding außer Kraft gesetzt ersetzt werden. In diesem Fall spricht man von Market-Splitting und mehreren Preiszonen. (bzw. Gebotszonen oder bidding zones). Eine zentrale Motivation für diese Diskussion waren die seit ca. 2010 immer deutlicher auftretenden „Loop-Flows“ rund um Deutschland, siehe Abb. 2.

Die Bildung unterschiedlicher Preiszonen bedeutet, dass innerhalb eines Landes unterschiedliche Strompreise herrschen; tendenziell ist der Preis in einer Zone mit hoher Stromnachfrage und vergleichsweise geringen Kraftwerkskapazitäten höher. In Stunden mit nicht ausgenutztem Handelsvolumen stellt sich zwischen den Zonen weiterhin ein einheitlicher Preis ein.

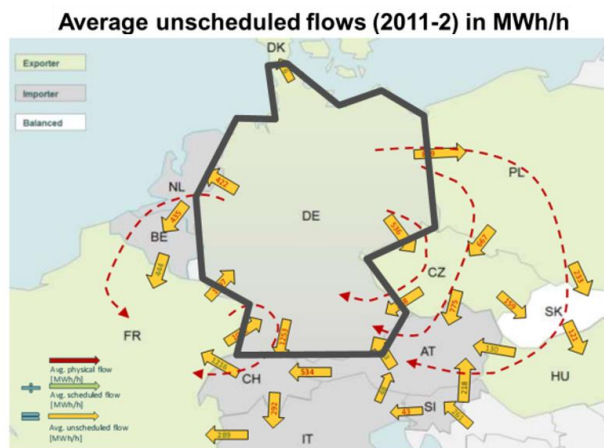
Anmerkung: Wenn also über market splitting oder market coupling diskutiert wird, gilt das nicht für alle 8760 Stunden eines Jahres sondern das kann sich für jede einzelne Stunde ändern.

In Bezug auf eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone wird diese bisher sowohl von der deutschen Strompolitik als auch von der Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur (BNetzA), abgelehnt. Das „Grünbuch“ des BMWi zum Strommarkt in Deutschland verlangt, die einheitliche Preiszone in Deutschland zu erhalten, und begründet dies sowohl mit traditionellen Argumenten (wie einer Verringerung der Liquidität und der Gefahr der Ausübung von Marktmacht), als auch mit Spezifika der Energiewende, unter anderem einer dann notwendigen unterschiedlichen Berechnung der EEG-Umlage im Norden und im Süden Deutschlands, vgl. Consentec (2015) und Egerer et al. (2015a).

¹ Technische Universität Wien, Energy Economics Group, Gußhausstraße 25/370-3, 1040 Wien, Tel. +43 1 58801-37352, haas@eeg.tuwien.ac.at; www.eeg.tuwien.ac.at



Abbildung 1: Preiszonen in Europa, Quelle: OFGEM (2014).



Source: THEMA Consulting Group, based on data from 16 TSOs

Abbildung 2: „Loop flows“ in den Deutschland umgebenden Ländern.

Schlussfolgerungen

Die wichtigsten Schlussfolgerungen dieser Analyse sind:

- Kleinere Bidding-Zonen würden die Liquidität verringern und Marktmautausübung wahrscheinlicher werden lassen und zu Wohlfahrtsverlusten führen.
- Die durchschnittliche Preisdifferenz zwischen den Zonen wäre gering und würde – je nach Szenario – zwischen 0,4 EUR/MWh und 1,70 Euro/MWh betragen. Dies wäre weniger als fünf Prozent des Großhandelsstrompreises im Jahr 2013.
- Das System der Förderung des Ausbaus EET würde in Deutschland zunehmend komplexer, z.B. Handhabung der EEG-Umlage.
- Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird in diesen Studien – außer Trepper et al. (2013) – daher explizit von der Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland abgeraten.
- Ein weiterer kritischer Aspekt ist, wo und wie Preiszonen nachhaltig stabil getrennt werden können.
- Ein zentraler Aspekt ist allerdings, ob in den nächsten Jahren der Netzausbau zügig vorangetrieben wird. Sollte dies nicht der Fall sein, könnten kleinere Bidding-Zonen ein letzter Ausweg sein.

Ein möglicher weiterer interessanter Aspekt ist die Trennung der deutschen und der österreichischen Bidding-Zone. Diese Idee wurde vor allem von ACER gefordert (Platts 2015). Es soll als Alternative zur innerdeutschen Marktrennung von dieser ab 2018 überlegt werden. Allerdings geht aus den obgenannten Analysen eindeutig hervor, dass Engpässe am ehesten innerhalb von Deutschland entstehen werden und nicht an der Grenze zu Österreich.

Darum würde ein Market Splitting zu Österreich keinen Sinn machen, da aufgrund ausreichender Kapazitäten ohnehin nie Engpässe entstehen würden. Die österreichischen KonsumentInnen würden allerdings gemeinsam mit den süddeutschen „leiden“ da wenn es ein „Splitting“ geben würde, dieses in Deutschland sein würde.