

MODELLIERUNG DER VORHALTUNG UND DES ABRUFS VON REGELENERGIE MIT DEM EDISON+BALANCING MODELL

Bettina BURGHOLZER¹

Inhalt

Für die Erreichung des europäischen Energiebinnenmarktes (Internal Energy Market - IEM) wurde die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und der Europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) gegründet. Die Aufgabe von ACER ist, Rahmenrichtlinien vorzuschlagen, welche die Grundlage, für die von ENTSO-E entwickelten Netzwerk Codes (NCs) für ein grenzüberschreitendes Stromnetz und für die Strommarktintegration erneuerbarer Energiequellen bildet. Die Rahmenrichtlinie, genannt Framework Guidelines on Electricity Balancing (FG EB), bildet die Grundlage für den Netzwerk Code on Electricity Balancing (NC EB), [1] [2]. Der Hauptzweck des NC EB ist die Erreichung eines gut funktionierenden, integrierten Regellenergiemarktes. Der NC EB bietet allgemeine Richtlinien, während er viele Fragen offen lässt.

Die hier vorgestellte Arbeit beschäftigt sich unter anderem mit diesen offenen Fragen und ist Teil eines europäischen Projektes des Intelligent Energy - Europe (IEE) Programmes (genannt Market4RES [7]), welches mögliche zukünftige Strommarktdesigns analysiert, um eine effiziente Integration von Strom aus erneuerbaren Energien im europäischen Elektrizitätssystem zu gewährleisten. Dies ist auch im Einklang mit den EU Klimazielen bis 2020 [8] und jenen bis 2030 [9].

In diesem Artikel werden mögliche zukünftige Marktmechanismen der Regellenergiebeschaffung analysiert, insbesondere bis zum Jahr 2030. Die Analyse berücksichtigt die erwarteten installierten Kapazitäten von konventionellen Kraftwerken und von erneuerbaren Energiequellen. Das Hauptziel ist die quantitative und qualitative Auswertung der analysierten Regellenergie Marktmechanismen, um damit ein Ranking zu erhalten. Insbesondere wird die Beschaffung von positiven und negativen Regelleistungs- und Regellenergieprodukten analysiert, diese kann entweder gemeinsam oder separiert organisiert werden. Darüber hinaus werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Mindestgebotsgrößen (von 1 MW bis 5 MW), der Produktpreisgestaltung (Pay-as-bid vs. marginal), des Preissystems (Dual, Single, kombiniert) und des Abrechnungszeitraumes (15 Minuten bis zu einer Stunde) analysiert.

EDisOn (Electricity Dispatch Optimization) ist ein fundamentales Strommarktmodell, welches im Zuge des europäischen Projektes GridTech [10] in MATLAB (basierend auf [3] [4]) entwickelt wurde. Das Modell berechnet den optimalen (kostenminimalen) Einsatz der thermischen Kraftwerke um die Stromnachfrage zu decken. Des Weiteren werden auch erneuerbare Energiequellen, wie Wind, PV und Laufwasserkraft zur Stromerzeugung berücksichtigt. Es ist ein lineares Programmierungsproblem mit stündlicher Auflösung über das betrachtete Jahr und ist deterministisch. Es geht von einem perfekten Wettbewerbsmarkt mit perfekter Voraussicht aus. Die binären Ein-/Aus-Entscheidungen wurden linearisiert, siehe [5]. Darüber hinaus ist die Berücksichtigung eines detaillierten Übertragungsnetzes und von Pumpspeicherkraftwerken möglich.

Um auch die Abbildung des Regellenergiemarktes zu ermöglichen, ist eine Modellerweiterung notwendig. In zwei zusätzlichen Simulationsschritten werden im Modell EDisOn+Balancing diverse Regellenergie-marktmechanismen berücksichtigt. Im ersten Schritt erfolgt die stündliche Vorhaltung der Regelleistung. Anschließend der Abruf der Regellenergie zum Ausgleich der Ungleichgewichte zwischen den Prognosefahrplänen (Erzeugung und Verbrauch) und der tatsächlichen Abweichung, welche in den Regelzonen auftreten. Diese Optimierung basiert auf viertelstündlichen Werten. Das Modell ist mit Daten aus dem Jahr 2013 und den Regellenergiemarktdesigns validiert. Danach werden verschiedene Szenarien für 2030 simuliert und analysiert.

¹ Technische Universität Wien, EEG, Gußhausstraße 25-29/E370-3, 1040 Wien, Tel.: +43 1 58801-370366, burgholzer@eeg.tuwien.ac.at, www.eeg.tuwien.ac.at

Der räumliche Geltungsbereich umfasst Mitteleuropa, was genauer bedeutet, dass die Regelzonen von Österreich, Deutschland, Belgien und der Niederlande im Detail betrachtet werden. Für diese Länder werden die Regelenergiemarktmechanismen analysiert.

Die übrigen Nachbarländer wie Polen, Tschechien, Slowakei (noch keine direkte Verbindung nach Österreich), Ungarn, Italien, Schweiz und Frankreich sind nur für den Day-Ahead-Markt berücksichtigt.

In der Langfassung werden erste quantitative Ergebnisse präsentiert. Die quantitativen Ergebnisse sollten die qualitative Bewertung bestätigen [6]. Die qualitative Bewertung besagt, dass die Marktdesigns mit getrennter Beschaffung von Regelleistung und Regelenergie, sowie die getrennte Beschaffung von positiver und negativer Regelenergie, zu bevorzugen sind. Die Mindestgebotsgröße sollte so gering wie möglich definiert werden, d.h. unter 1 MW. Die Preisgestaltung der Regelenergieprodukte sollte marginal sein. Bezüglich des Preissystemes wäre die effizienteste Vorgehensweise eine Kombination von Dual- und Single Pricing und der Abrechnungszeitraum sollte nicht länger als 15 Minuten sein.

Referenzen

- [1] ACER, Framework Guidelines on Electricity Balancing. Available: www.acer.europa.eu.
- [2] ENTSO-E, Network Code on Electricity Balancing. Available: www.entsoe.eu.
- [3] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, Market operations in electric power systems: Forecasting, scheduling, and risk management. [New York]: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience, 2002.
- [4] M. Burger, B. Graeber, and G. Schindlmayr, Managing energy risk: An integrated view on power and other energy markets. Chichester and England and Hoboken and NJ: John Wiley & Sons, 2007.
- [5] H. Farahmand and G. L. Doorman, "Balancing market integration in the Northern European continent," Applied Energy, vol. 96, pp. 316-326, 2012.
- [6] L. Olmos, and P. Rodilla et al, Developments affecting the design of short-term markets: D3.2 of the EU project Market4RES. Available: http://market4res.eu/wp-content/uploads/D3.2_20151009_final.pdf.
- [7] "Post 2020 framework in a liberalised electricity market with large share of Renewable Energy Sources" (IEE/13/593/SI2.674874), www.market4res.eu
- [8] COM(2010) 639 final
- [9] COM(2014) 15 final
- [10] "Impact Assessment of New Technologies to Foster RES-Electricity Integration into the European Transmission System" (IEE/11/017/SI2.616364), www.gridtech.eu.