

GUIDELINE ON ELECTRICITY BALANCING – INTERNATIONALE KOOPERATIONEN ZUR VERSCHRÄNKUNG DER REGELRESERVEMÄRKTE

Christian TODEM¹, Jean-Yves BEAUDEAU¹, Markus RIEGLER¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Ein wichtiger Baustein zur Vollendung des integrierten europäischen Strommarktes ist die schrittweise Integration der europäischen Regelreservemärkte, wobei die Entwicklung der Guideline on Electricity Balancing (GL EB) marktseitig das zentrale Element darstellt. Diese steht jedoch in enger Verknüpfung mit dem Network Code Load-Frequency Control & Reserves, der die technischen Rahmenbedingungen definiert.

In der GL EB werden im Wesentlichen folgende Aspekte behandelt:

- (1) Harmonisierung bzw. Definition zukünftiger Standardprodukte
- (2) Koordinierte Dimensionierung und Beschaffung zur Leistungsvorhaltung
- (3) Ökonomische Optimierung bei der Aktivierung von Regelreserven
- (4) Reservierung von grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten zur Netzregelung

Die GL EB legt den Zeitraum fest, in welchem die derzeit einzelnen nationalen Regelreservemärkte in grenzüberschreitende regionale Märkte und später in einen paneuropäischen Regelreservemarkt integriert werden sollen.

Die GL EB soll die Implementierung und den Betrieb eines europaweiten Regelreservemarktes forcieren um die Kosten für die Netzregelung in Europa zu senken. Durch diese neuen Rahmenbedingungen müssen die aktuell etablierten volkswirtschaftlichen Geschäftsmodelle und aktuell angewandten marktwirtschaftlichen und betrieblichen Prozesse angepasst werden.

Methodische Vorgangsweise

Im Rahmen der 3. EU-Binnenmarkttrichtlinie zur Liberalisierung des europäischen Energiemarkts (Richtlinie 2009/72/EG) ist die Ausarbeitung EU-weiter, einheitlicher Regelungen für den Elektrizitätsbinnenmarkt vorgesehen. Diese europaweit gültigen Marktregeln sind gemeinhin als Network Codes (NC) bzw. Guidelines (GL) bekannt und werden von der Vereinigung der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) erarbeitet. Die EU-Regulierungsbehörde ACER gibt mit den Framework Guidelines die Prinzipien zur Erstellung der jeweiligen NCs bzw. GLs vor. Die ENTSO-E entwickelt derzeit insgesamt zehn NCs bzw. GLs in den Bereichen Netzanschluss, Netzbetrieb und Markt.

Die derzeitige inhaltliche Konsolidierung des GL EB erfolgt in Zusammenarbeit zwischen der ENTSO-E und der ACER. Zusätzlich werden die Stakeholder (z.B.: Erzeuger, Verteilnetzbetreiber, Interessensgemeinschaften, etc.) in den Entwicklungsprozess in Form von öffentlichen Workshops oder Konsultationen eingebunden. Um als geltendes Recht in jedem Mitgliedstaat direkt wirksam zu werden, muss der GL EB anschließend noch ein Komitologieverfahren durchlaufen. APG bereitet sich intern bereits intensiv auf die Umsetzung des NC EB vor.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Kooperationen mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern im Bereich Netzregelung gewinnen durch die Vorgaben der GL EB weiter an Bedeutung. Die Vergrößerung des Anbieterkreises und die bereits erzielten, signifikanten Einsparungseffekte (derzeit geschätzt etwa 20-30 MEUR pro Jahr) tragen kontinuierlich zu einem entsprechenden Wohlfahrtsgewinn im österreichischen Energiemarkt bei.

¹ APG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, www.apg.at,
{Tel.: +43 50 320 56112, christian.todem@apg.at},
{Tel.: +43 50 320 56150, jean-yves.beauudeau@apg.at},
{Tel.: +43 50 320 56138, markus.riegler@apg.at}

Darüber hinaus wirken sich die Erhöhung der Liquidität und die Nutzung von Synergieeffekten bei Regelreserveabrufen positiv auf die Netzsicherheit aus.

Unter dem Titel „Netting“ und Nutzung von Synergieeffekten bei Regelreserveabrufen wurden für APG durch die Umsetzungen der Imbalance Netting Cooperation (INC) mit ELES Mitte Mai 2013 und der International Grid Control Cooperation mit zehn weiteren Übertragungsnetzbetreibern (IGCC) Ende April 2014 erste Initiativen in Richtung grenzüberschreitender Regelreservekooperationen im Bereich Sekundärregelkooperation geschaffen. Dabei handelt es sich um die Vermeidung und den Ausgleich von gegenläufigen Abrufen von Sekundärregelreserven in Kooperation mit den Partner-Regelzonen. Energetische realisierte Einsparpotenziale bewegen sich in einem Bereich von 35-45%. Im Rahmen dieser Projekte wird jährlich eine Kostenersparnis in der Höhe von ca. 20-25 MEUR eingeschätzt.

Parallel dazu wurde Anfang Juli 2013 die gemeinsame Beschaffung für Primärregelreserve (PRR) auf Basis eines TSO-TSO Modells mit dem Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid erfolgreich umgesetzt. Die Ausdehnung dieses Modells auf die Übertragungsnetzbetreiber aus Deutschland und den Niederlanden fand Anfang April 2015 statt. Bei dieser Initiative handelt es sich um die Deckung des Bedarfs an Primärregelreserven der Übertragungsnetzbetreiber durch ein zentral koordiniertes optimierendes Zuschlagsverfahren der PRR-Geboten. Im Rahmen dieses Projekts wird eine jährliche Gesamtersparnis in der Höhe von ca. 4-6 MEUR im Vergleich zur vorherigen Situation erwartet. Mit der Marktöffnung Richtung Deutschland und die Niederlande wird ein breites Vermarktungspotenzial für die österreichischen Anbieter ermöglicht.

Als nächsten wesentlichen Schritt der Regelreservemarktintegration wird von APG gemeinsam mit den Übertragungsnetzbetreibern aus Deutschland an einer Kooperation für Sekundärregelung gearbeitet. Das Projekt umfasst die gemeinsame Beschaffung von Sekundärregelreserven und die koordinierte Aktivierung davon. Eine Umsetzung wird aktuell für die zweite Hälfte 2016 angestrebt.

Literatur

- [1] ENTSO-E Network Code on Electricity Balancing, Version 3.0, 06 August 2014; https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF
- [2] <http://www.apg.at/de/markt>