

# MARKTBASIERTE BESCHAFFUNG VON REGELENERGIE

Werner FRIEDL<sup>1</sup>, Wilhelm SUESSENBACHER<sup>1</sup>, Benedikt ENNSER<sup>1</sup>

## Einleitung und Hintergrund

Als eine wesentliche Säule für ein stabiles und sicheres elektrisches Energiesystem gilt die Leistungs-Frequenzregelung, welche durch die Aufrechterhaltung der Frequenz von 50 Hertz innerhalb eines Verbundnetzes sichergestellt werden kann. Die mangelnde Speicherbarkeit von Strom erfordert, dass Lastschwankungen zeitnahe ausgeglichen werden und somit ein quasistationärer Frequenzzustand gesichert wird. Der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch lässt sich anhand eines mehrstufigen Ablaufes beschreiben [1] und erfolgt bei kurzen Leistungsdefiziten bzw. -überschüssen mittels Primärregelung (bis ca. 30 Sekunden), welche bei längeren (mehreren Minuten) Beeinflussungen durch die Sekundärregelung abgelöst und bei Leistungsabweichungen von mehr als ca. 15 Minuten durch die Tertiärregelung ersetzt wird. Die Unterscheidung in die unterschiedlichen Regelmechanismen, welche sich durchaus überlappen können, lässt sich wirtschaftlich erklären, da nur wenige Kraftwerke in der Lage sind, sehr schnellen Leistungsänderungen zu folgen.

Während die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe als Ausgleichsenergie bezeichnet wird, wird der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone als Regelenergiebedarf bezeichnet. Die Summe der Ausgleichsenergie kann um ein vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen mitunter selbst ausgleichen. Die Kosten für die Aufbringung der Regelenergie werden den einzelnen Bilanzgruppen und Erzeugern anteilig in Rechnung gestellt.

Die beiden Komponenten der Tertiärregelung, Marketmaker und Minutenreserve, werden seit 2001 durch die Verrechnungsstellen marktbasiert beschafft (ab 2012 Beschaffung durch den Regelzonenführer) und belaufen sich bei einem aktuell fallendem Trend im 5 Jahres-Mittel auf jährlich rund 11 Mio. € (davon > 80% für Marketmaker).

Die Novellierung des EIWOG im Jahr 2006 schuf die rechtliche Grundlage für eine ausschreibungsbasierte Beschaffung der Primärregelung, welche bis 2010 umgesetzt wurde und sich 2010 mit Kosten von ca. 15 Mio. € für Erzeuger größer 5 MW darstellen lässt.

Das EIWOG 2010 [2] sieht vor, dass die bislang nur auf vertraglicher Basis mit Kraftwerksbetreibern erbrachte Sekundärregelung ab 2012 als letztes Regelenergieprodukt marktbasiert zu beschaffen ist. Aufgrund des bedeutenden Umsatzes von etwa 60 bis 90 Mio. € für Sekundärregelung und der Aktualität der Neugestaltung dieses Marktes wird in dieser Arbeit der Fokus auf die Sekundärregelung gelegt.

## Das österreichische Marktmodell zur Beschaffung der Sekundärregelung

Nach den Bestimmungen des 3. Binnenmarktpakets haben Übertragungsnetzbetreiber Leistungen zur Ausregelung von Energieungleichgewichten auf objektive, transparente und nichtdiskriminierende Art zu erbringen [3]. In Österreich obliegen die Leistungs-Frequenz-Regelung und die Beschaffung der dafür erforderlichen Regelenergie dem Regelzonenführer. Primär- und Sekundärregelung sind nach neuer Rechtslage durch regelmäßige Ausschreibungen zu beschaffen, zu denen auch ein transparentes Präqualifikationsverfahren zählt, mit dem Ziel einer Teilnahme von möglichst vielen geeigneten Anbietern.

Unter Sekundärregelung ist die automatisch wirksam werdende Wiederherstellung der Sollfrequenz nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von

---

<sup>1</sup> Energie-Control Austria, Rudolfspatz 13a; 1010 Wien, Tel.: +43 1 24724 0, [vorname.nachname@e-control.at](mailto:vorname.nachname@e-control.at), [www.e-control.at](http://www.e-control.at)

zentralen oder dezentralen Regeleinrichtungen binnen mehrerer Minuten zu verstehen. Die Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung sind von der Regulierungsbehörde bescheidmässig zu genehmigen. Die Höhe der bereitzustellenden Leistung hat den Anforderungen des Europäischen Verbundbetriebes zu entsprechen, wobei hier das "Operation Handbook" [4] von ENTSO-E/Continental Europe (European Network of Transmission System Operators for Electricity) einschlägig ist. Die Kosten für die Sekundärregelung sind zu 78 % durch das Systemdienstleistungsentgelt und zu 22 % über die Entgelte für Ausgleichsenergie im Wege der Bilanzgruppen aufzubringen.

Wann wie viel Regelreserve je Produkt vorzuhalten und zu aktivieren ist, ist im Operation Handbook geregelt. Daraus ergeben sich folgende Einsatzkriterien für Sekundärregelung: Aktivierung ab 30 Sekunden, volle Verfügbarkeit spätestens ab 15 Minuten zur vollständigen Rückführung der Primärregelung. Das Sekundärregelband lässt sich gemäß Formel des Operation Handbook für die Regelzone APG mit +/- 195 MW errechnen und zur Abdeckung des größtmöglichen Kraftwerksblockausfalls (Ausfallreserve) kann das Sekundärregelband vorübergehend bis auf + 425 MW erhöht werden.

Die technischen Anforderungen insbesondere an die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der erbringenden Kraftwerke haben wesentlichen Einfluss auf den Kreis der potenziellen Anbieter und erfordern ein Abwägen zwischen Wettbewerbspotenzial und Systembetriebssicherheit.

## **Internationales Umfeld**

Die Integration der Strommärkte bringt das Erfordernis von EU-weit harmonisierten Marktregeln mit sich. Dazu sieht der geltende EU-Rechtsrahmen die Entwicklung von Netzkodizes durch die Europäischen Netzbetreiberverbände (ENTSO) auf der Grundlage von Rahmenleitlinien, die von der Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) festgelegt werden, vor. Netzkodizes können von der Kommission nach Durchführung eines Ausschussverfahrens als Rechtsakte erlassen werden und erlangen damit rechtliche Verbindlichkeit, direkte Anwendbarkeit sowie Vorrang vor nationalen Regelungen. Gegenstand des angestrebten Harmonisierungsprozesses sind alle marktrelevanten Gestaltungsparameter, welche den grenzüberschreitenden Handel von Regelenergie beeinflussen können. Dies sind neben der generellen Produktdefinition anhand technischer Kenngrößen wie der Anfahrtszeit der Anlagen vor allem die Handelsschlusszeiten und Gebotszeiträume der einzelnen Teilmärkte, die angewandten Preisfindungskonzepte sowie die Definition der Verantwortlichkeiten und die Zuteilung der entstandenen Ausgleichsenergiekosten [5]. Zusätzlich sind für einen regelzonenüberschreitenden Handel sinnvolle Marktkonzepte zu entwickeln und ein langfristig anzustrebendes Ziel in der Form eines sogenannten „Target Model“ zu definieren [6]. In der vorliegenden Arbeit werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Erstellung eines grenzüberschreitenden Regelenergiemarktes dargestellt, die wesentlichsten Gestaltungsparameter identifiziert und deren mögliche Optionen erläutert.

## **Quellen**

- [1] Friedl, Knaus, Kaiser, Kapetanovic (2010). „Beschaffung von Sekundärregelleistung und -energie in Österreich“, 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [2] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010.
- [3] Vgl. Art 15 Abs 7 und 37 Abs 6 lit b der Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- [4] Siehe <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-operations/operation-handbook/>.
- [5] Doorman, van de Veen, Abassy (August 2011); Balancing Market Design; Abgerufen am 02.12.2011 von der Homepage von SINTEF Energy Research
- [6] Katholieke Universiteit Leuven, Tractebel (February 2009); Study of the interactions and dependencies of balancing markets, intraday trade and automatically activated reserves; Abgerufen am 02.12.2011 von der Homepage der Europäischen Kommission