



Internationale Optimierung von Regelreserven

Lessons Learned aus dem Echtbetrieb und zukünftige Entwicklungen

Matthias Eder (Vortragender), Christian Spindler, Christina Wirrer, Markus Riegler, Christian Todem

IEWT 2021, 08.09.2021

Arten von Regelreserven

Übersicht

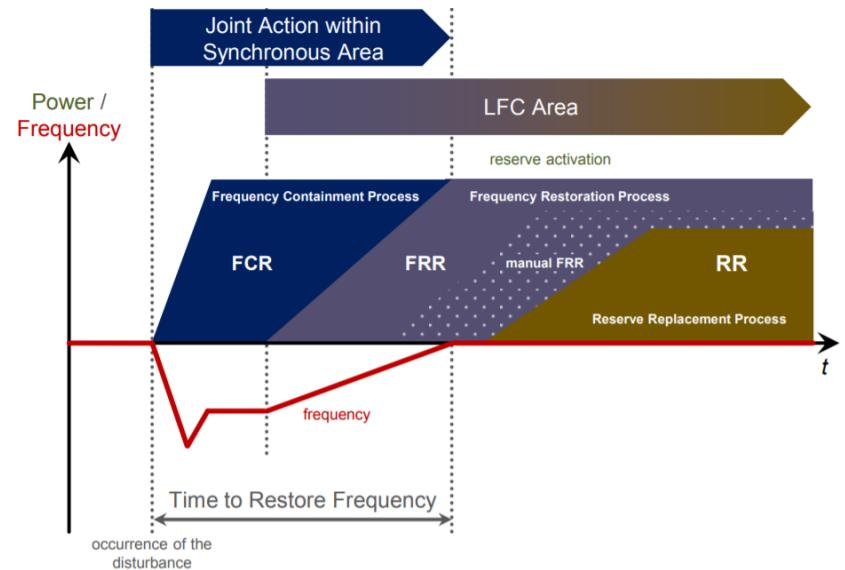


Ziele

- **Systemausgleich** bei Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage **in Echtzeit**
- **Stabilisierung der Netzfrequenz (50Hz)** der Regelzone

Instrumente eines Übertragungsnetzbetreibers (TSO)

- Primärregelreserve – FCR: Einsatz innerhalb 30s
- Sekundärregelreserve – aFRR: Einsatz innerhalb 5min (AT)
- Tertiärregelreserve – mFRR: Einsatz innerhalb 12,5min
- Ersatzreserven – RR (nicht relevant für AT)



Regelreserve-Kooperationen

Gesetzliche Grundlage: Electricity Balancing Guideline

[Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (kurz: EBGL)]



Gemäß Artikel 19-22 EBGL müssen **4 Europäische Plattformen** geschaffen werden:

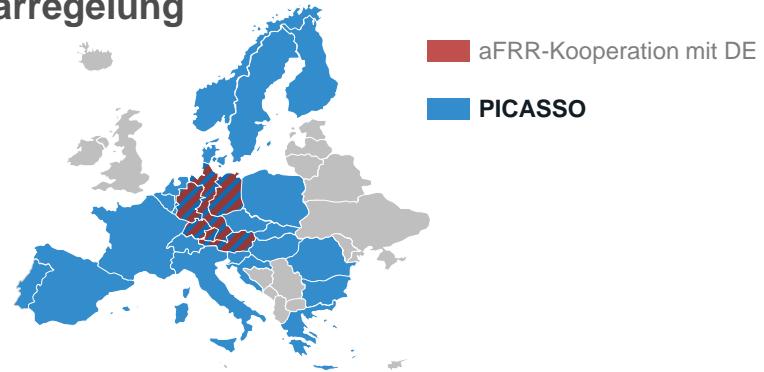
- Art 19: Europ. Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Ersatzreserven (Replacement Reserves)
→ **TERRE - Trans European Replacement Reserves Exchange**
- Art 20: Europ. Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (manual Frequency Restoration Reserves)
→ **MARI - Manually Activated Reserves Initiative**
- Art 21: Europ. Plattform für den Austausch von Regelarbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit automatischer Aktivierung (automatic Frequency Restoration Reserves)
→ **PICASSO - Platform for the Internat. Coord. of Automated Freq. Restoration and Stable System Operation**
- Art 22: Europ. Plattform für das Imbalance Netting Verfahren
→ **IGCC - International Grid Control Cooperation**

Regelreserve-Kooperationen

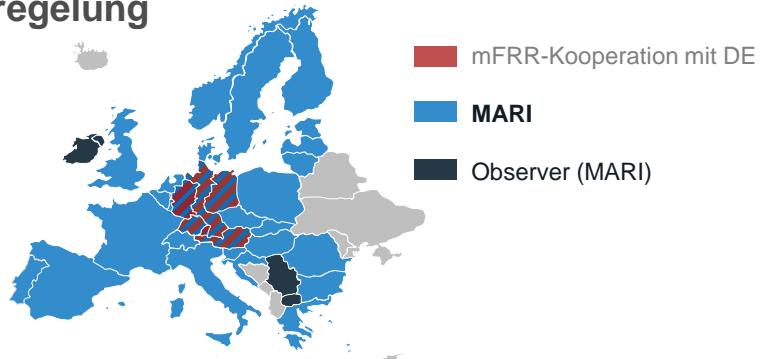
APG als Vorreiter für internationale Zusammenarbeit



Sekundärregelung



Tertiärregelung



Imbalance Netting



Primärregelreserve



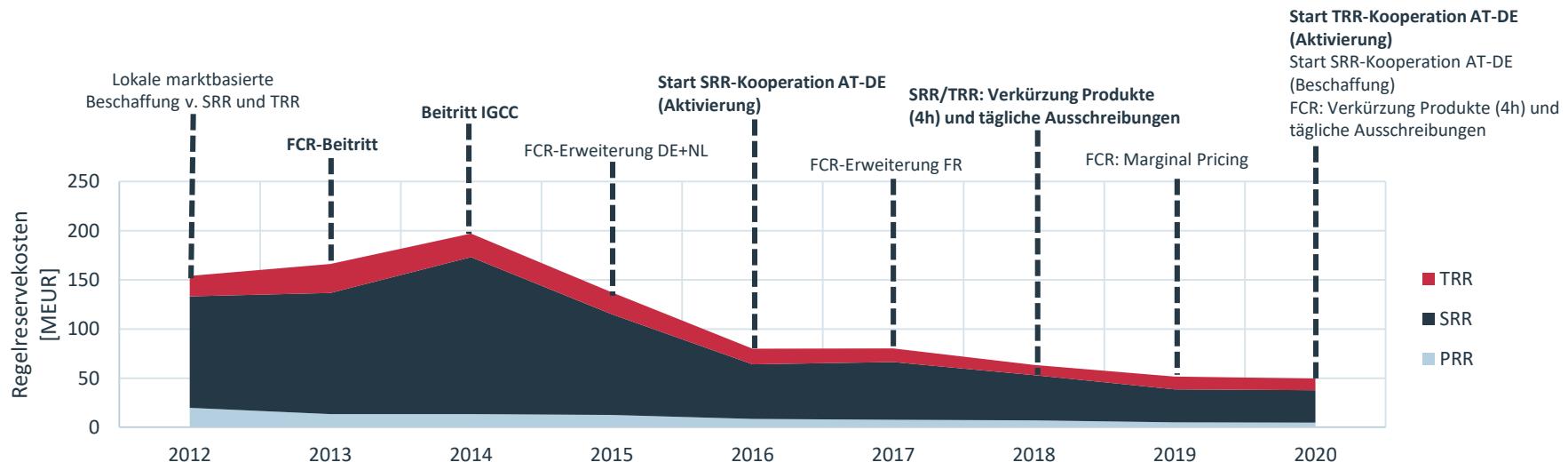
Regelreserve-Kooperationen

Steigerung Liquidität und Wettbewerb



Energieausschreibungen SRR/TRR: Verkürzung der Produktzeitscheiben und Vorlaufzeiten

- von wöchentlichen Ausschreibungen für peak/offpeak-Stunden
- bis Ziel PICASSO/MARI: Ausschreibungen im 15min Takt für 15min Produkte



PICASSO/MARI – Roadmap AT

Vorbereitung auf europ. Zielmodell



PICASSO/MARI

Wesentliche Herausforderungen



Kurzfristigkeit

- 15min-Produkte (Lieferperiode)
- Kurze Vorlaufzeit (**GCT t-25min**)
- Minimale Optimierungszyklen/
Algorithmuslaufzeiten

Sicherheit und Zuverlässigkeit der Datenübermittlung

- ...zwischen APG und zentralen Optimierungssystemen; trotz **hoher Datenmengen**
Ziel: synchroner Informationsstand zwischen APG-Abrufsystemen, zentralen Optimierungssystemen und Regelreserveanbietern

Projektorganisation Standardisierung Harmonisierung

- Knapp 30 Übertragungsnetzbetreiber mit **individuellen Bedürfnissen/Interessen**
- Zusatzanforderungen Stakeholder (Regulatoren, Marktteilnehmer,...)

Schnelle Datenverarbeitung

- Berücksichtigung hoher **Anzahl an komplexen Nebenbedingungen** in kurzfristigen Optimierungsschritten
Prozesslaufzeiten kritisch für zentralen Optimierungsalgorithmus

Absicherung des Prozesses

- Kurzfristige **Nichtverfügbarkeit/ Nickerreichbarkeit** eines Anbieters darf Systemsicherheit nicht beeinträchtigen
- Vorbereitung und Schulung der Operatoren, sodass Situationen zu jeder Zeit kontrollierbar
- **Fallbackmechanismen**

Liquidität

- Bisher **geringer Effekt** der Verschiebung der GCT näher an Echtzeit (t-60min)
- **Geringer Anteil an Free Bids** → kurzfristige Gebotsabgabe mit erheblichem Aufwand seitens Regelreserveanbieter verbunden
- **Marktzugang** muss v.a. im Hinblick auf 15min-Produkte noch bedeutend **niederschwelliger** sein (z.B. zusätzliche Schnittstellen)

Komplexität Nachvollziehbarkeit Transparenz

- **Stufenweise Öffnung** der Gebotszonengrenzen für Regelreservekooperationen
- Ergebnisse aus Optimierungssystemen **schwer zu reproduzieren** (Datenmengen; Anzahl der Abhängigkeiten im Optimierungsproblem)

Anforderungsumfang und Technische Umsetzung

- Konzepte stoßen an **Grenzen der Machbarkeit**. Stark begrenzte Prozesslaufzeiten (Algorithmus; Datenaustausch,...)
- Möglicherweise nicht alle Nebenbedingungen und Anforderungen aller Marktteilnehmer in gesamter Kooperationsregion vereinbar/berücksichtigbar
- **Ertüchtigung auch auf Marktteilnehmerseite** zeitlich und inhaltlich herausfordernd

Einfluss Markt-/Netzsituation der Kooperationsregion

- Ständige Änderung der Gebotsliste (zukünftig ¼-Stündlich) und damit **ständige Umverteilung** des Bedarfs mit starker Auswirkung auf **Grenzflüsse**
- Preissignale **regional** statt lokal

Q & A

Team Market Operations
Market Management

Austrian Power Grid AG
Wagramer Straße 19 (IZD-Tower) 1220 Wien
Firmenbuch: FN 177696v; HG Wien

T: +43 (0) 50 320 56477
E: marketoperations@apg.at
www.apg.at

