



# 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

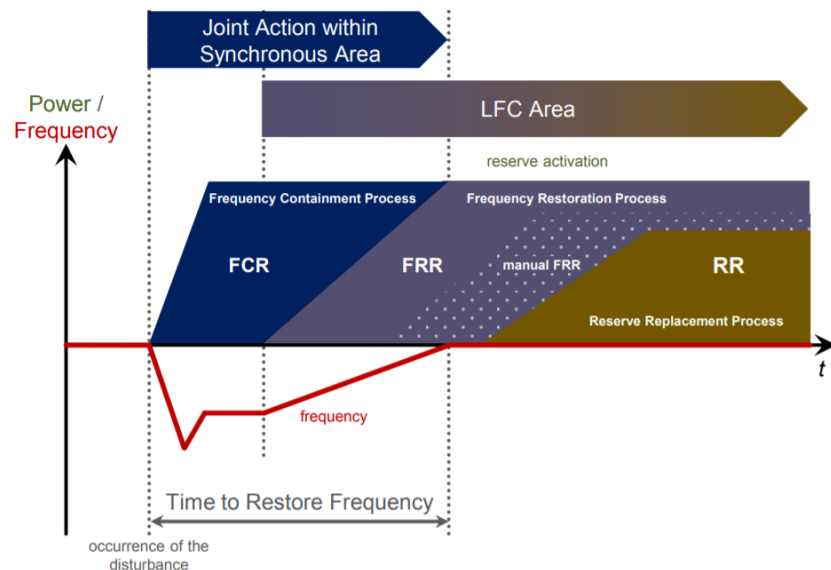


### Ziele

- **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:

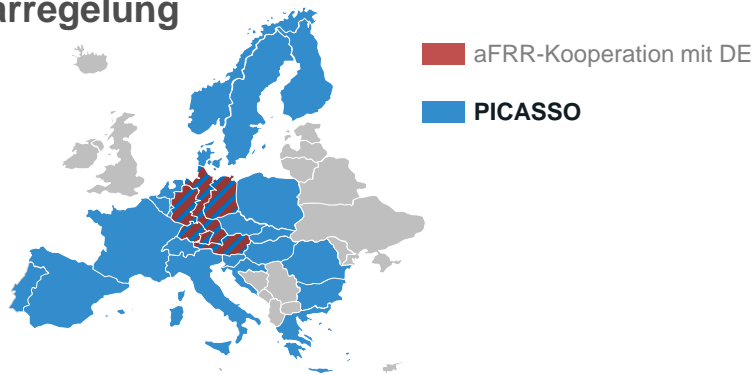
- Art 19: Europ. Plattform für den Austausch von Regularbeit aus Ersatzreserven (Replacement Reserves)  
→ **TERRE - Trans European Replacement Reserves Exchange**
- Art 20: Europ. Plattform für den Austausch von Regularbeit aus Frequenzwiederherstellungsreserven mit manueller Aktivierung (manual Frequency Restoration Reserves)  
→ **MARI - Manually Activated Reserves Initiative**
- Art 21: Europ. Plattform für den Austausch von Regularbeit 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

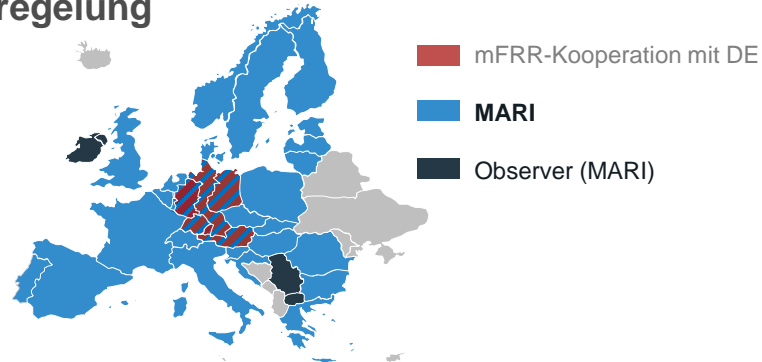
APG als Vorreiter für internationale Zusammenarbeit



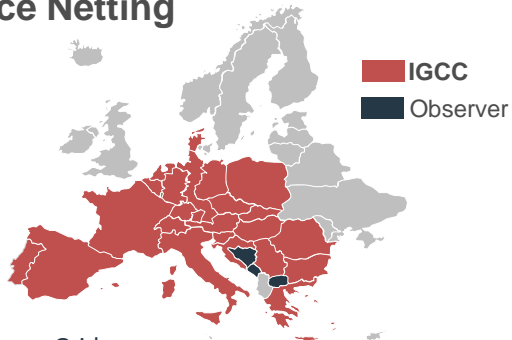
## Sekundärregelung



## Tertiärregelung



## Imbalance Netting



## Primärregelreserve



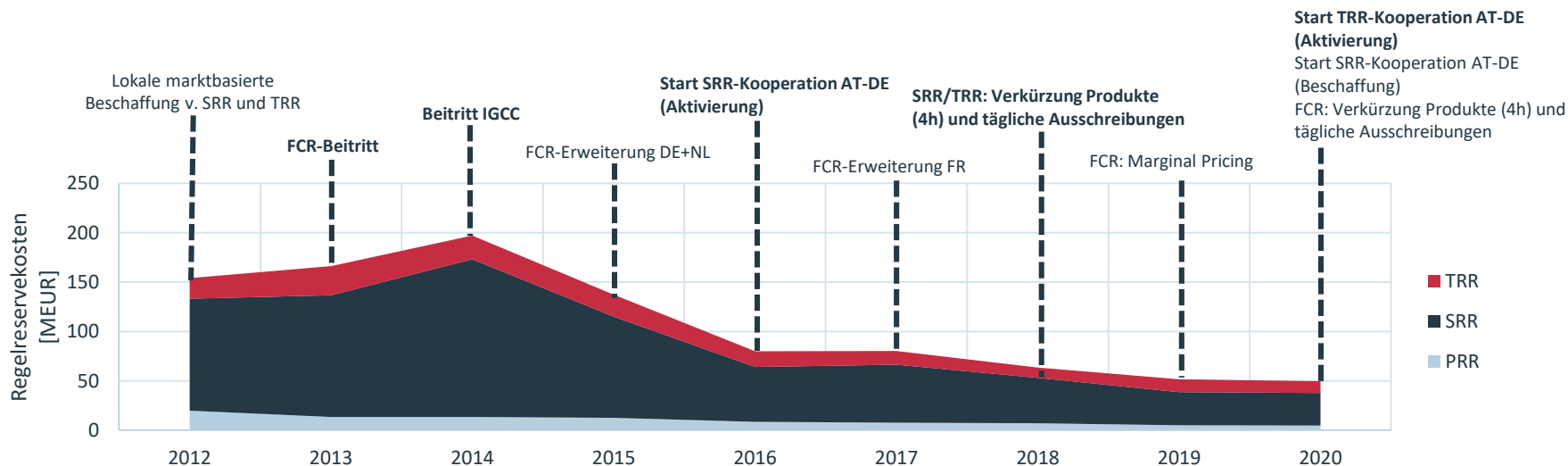
# Regelreserve-Kooperationen

## 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



## Vorbereitung auf europ. Zielmodell





# PICASSO/MARI

## Wesentliche Herausforderungen



### Kurzfristigkeit

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

### Schnelle Datenverarbeitung

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

### Sicherheit und Zuverlässigkeit der Datenübermittlung

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

### Absicherung des Prozesses

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

### Projektorganisation Standardisierung Harmonisierung

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

# PICASSO/MARI

## Lessons Learned bisher

### 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](mailto:marketoperations@apg.at)  
[www.apg.at](http://www.apg.at)

