



AUSTRIAN POWER GRID  
**WE KEEP IT GOING**

# Internationalisierung der Regelreservemärkte - Lessons learned

(Markus Riegler, 13.02.2019, IEWT)

# Agenda



- **LESSONS LEARNED FROM:**
  - Primärregelungskoooperation (AT-BE-CH-DE-DK-FR-NL)
  - Sekundärregelenergieoptimierung (AT-DE)
  - Tertiärregelenergieoptimierung (AT-DE)

# **Lessons learned from practical implementation of cross-border balancing**

## **Balancing Cooperations of APG**

# Regelreservekooperationen von APG




 Observer (EU Plattformen)

## Primärregelung

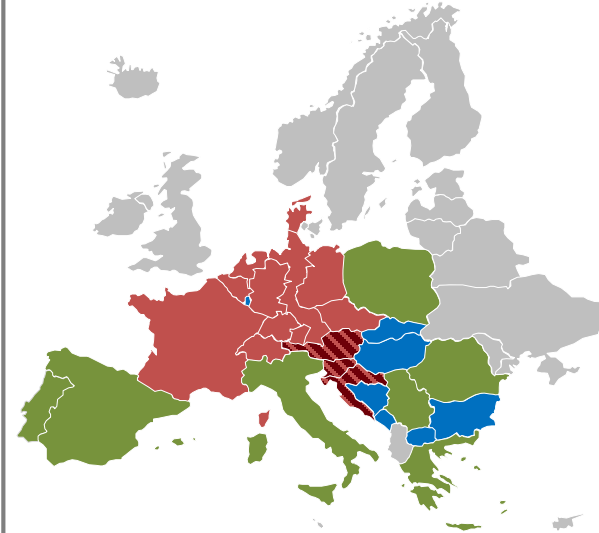


**In Betrieb:**


 PRR-Kooperation mit BE-DE-DK-FR-NL (seit 2013 → gestartet von AT-CH)

PRR: Primärregelreserve (= FCR)  
FCR: Frequency Containment Reserve

## Imbalance Netting



**In Betrieb:**

-  Aktive Member International Grid Control Cooperation („IGCC“)
-  IGCC Member (noch nicht aktiv)
-  Imbalance Netting Cooperation („INC“) (wurde mit operativer Teilnahme SI / HR in IGCC eingestellt)


## Sekundärregelung



**In Betrieb:**

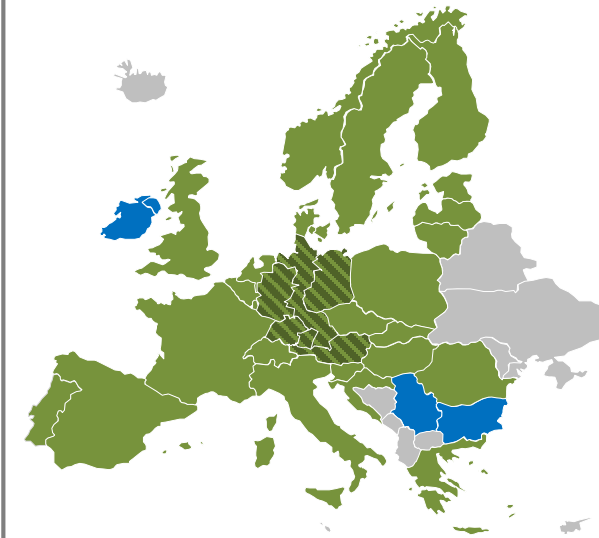
 SRR-Kooperation mit DE (seit Juli 2016)

**In Entwicklung:**



 SRR Implementation Project („PICASSO“)

SRR: Sekundärregelreserve (= aFRR)  
aFRR: automatically activated Frequency Restoration Reserve

## Tertiärregelung



**In Entwicklung:**

-  TRR-Kooperation mit DE („Project GAMMA“)
-  mFRR Implementation Project („MARI“)

# Primärregelungs Kooperation (FCR Cooperation)

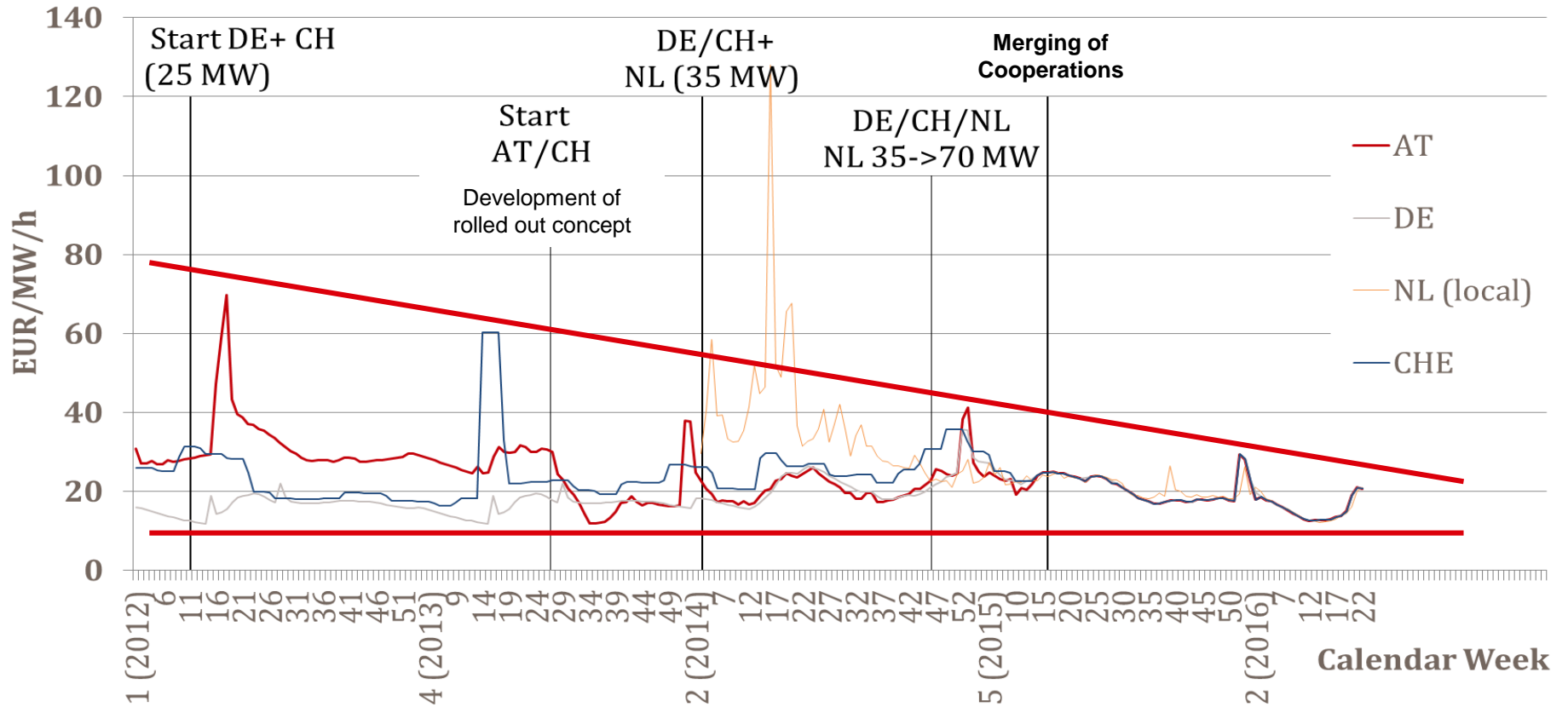
# FCR Cooperation



- **10 TSOs aus 7 Ländern beteiligt.**
- Ausschreibungsvolumen von ca. 1,5 GW an Primärregelleistung (ca. die Hälfte des Kontinentaleuropäischen Bedarfs)
- Dänemark bereits Projektmitglied aber noch nicht operativ.
- TSO-TSO Modell: Anbieter behalten lokalen TSO als Ansprechpartner
- Gemeinsame Beschaffung von Primärregelleistung
- Freiwillige Kooperation → kein europäisches Zielmodell für Primärregelung
- Trotzdem gemäß EB-VO zu genehmigen (Artikel 33)

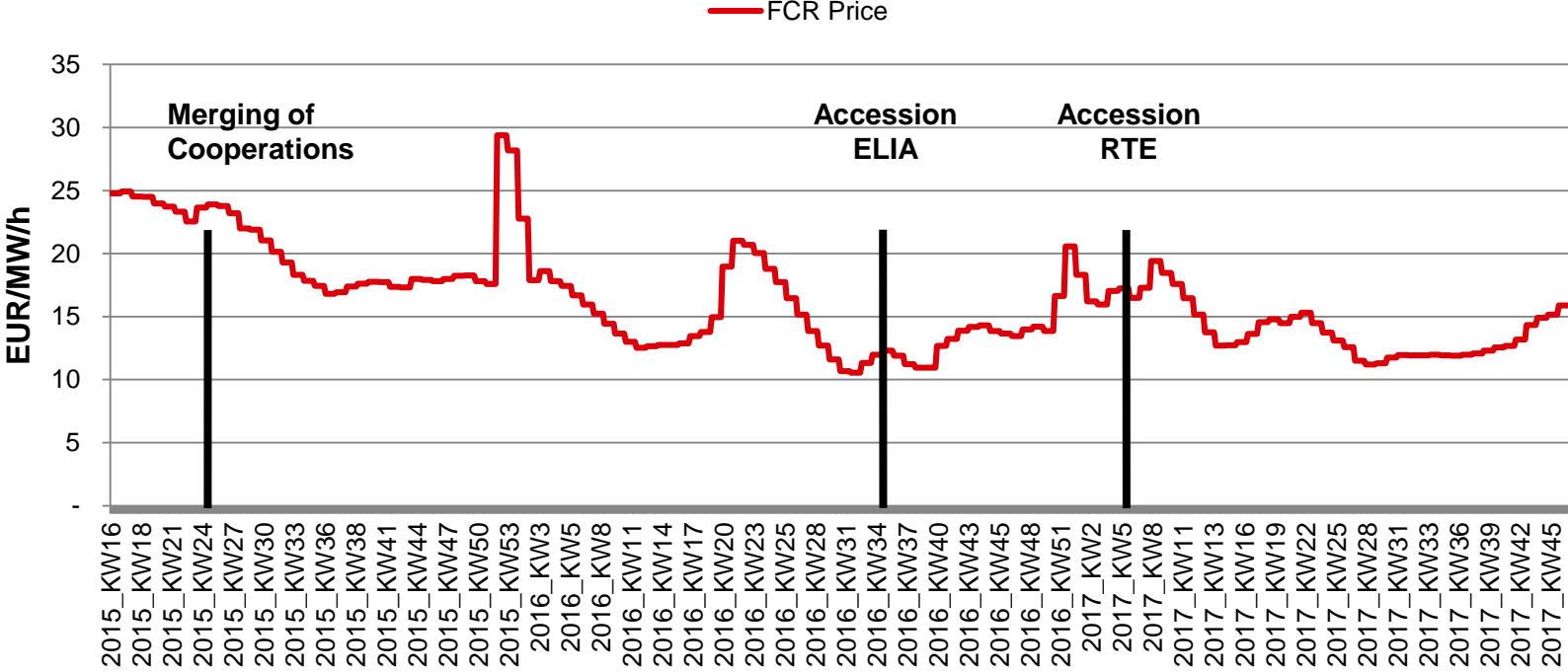


# FCR Cooperation - price convergence



**Gemeinsamer Markt führt zu Preiskonvergenz, mehr Wettbewerb / Liquidität und dadurch zu Kosteneinsparungen für das Gesamtsystem**

# Price Development plotted over time





- **Gekoppelte Märkte führen zu mehr Effizienz**

- Produkte und Marktregeln müssen ausreichend ähnlich sein um keine groben Marktverzerrungen zu verursachen. Im Detail allerdings manchmal Raum für Eingehen auf lokale Besonderheiten.
- Preiskonvergenz, trotz eingeschränktem Austausch (Kernanteile).
- Aber: Ausreichend Wettbewerb muss erreicht werden.  
(Ausreichend hohe Austauschlimits unverzichtbar!)

→ **Gekoppelte Märkte ermitteln den „echten“ Wert der Dienstleistung.**

- **Preiskonvergenz / Einsparungen haben natürliche Grenzen!**

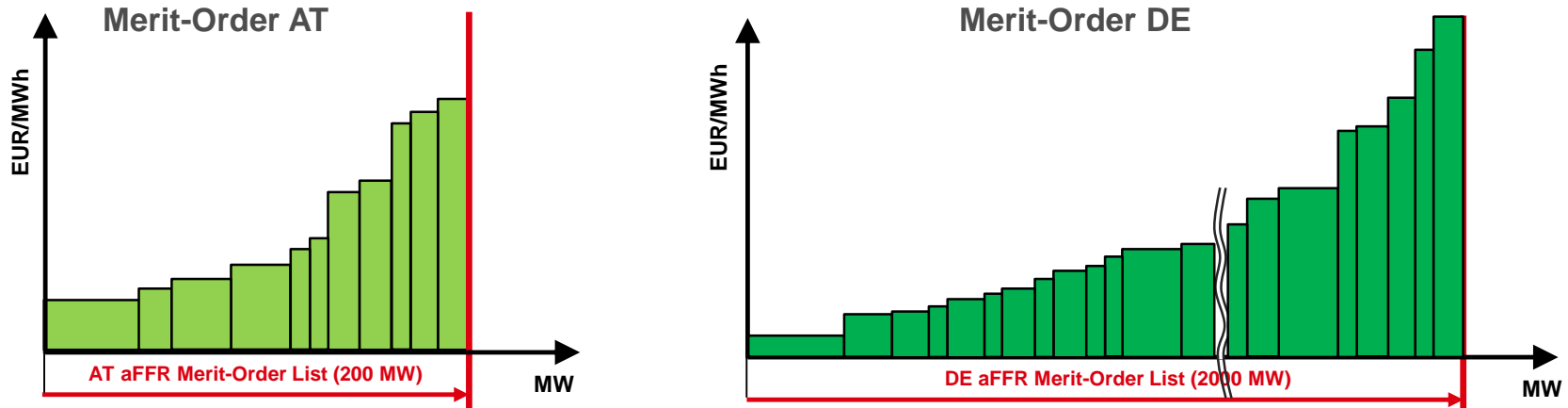
- Wenn die „kritische Masse“ an Teilnehmern erreicht wurde hat auch die zusätzliche Kopplung eitrtritt von sehr großen Märkten kaum noch Effekte auf Liquidität oder das allgemeine Preisniveau!

→ **Regionale Kooperationen reichen aus um Markteffizienz zu erreichen!**

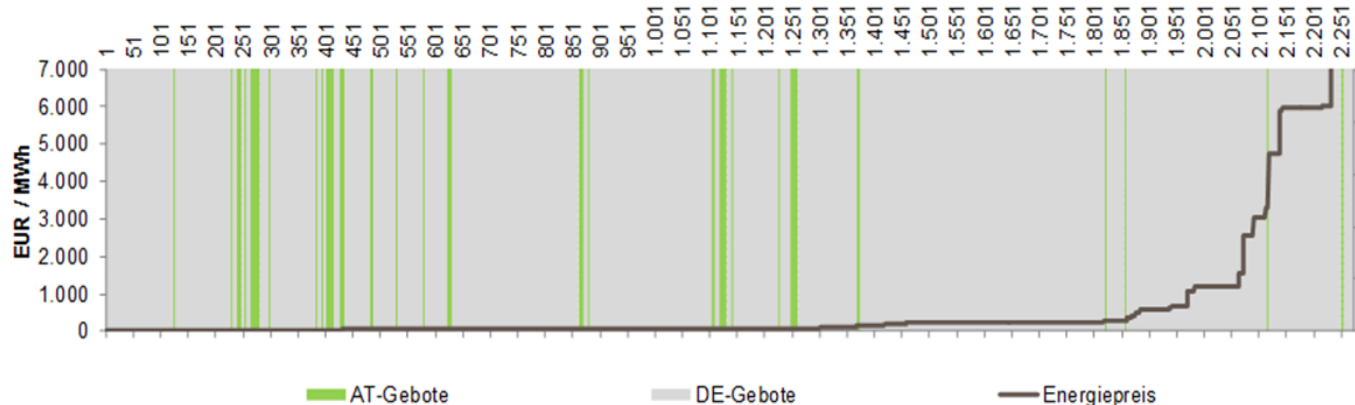
→ **Gehen EB-VO und CEP hier (viel) zu weit?**

# **Sekundärregelenergiekooperation Österreich-Deutschland (aFRR Cooperation)**

# aFRR Cooperation DE/AT: Common Merit Order List (CMOL)



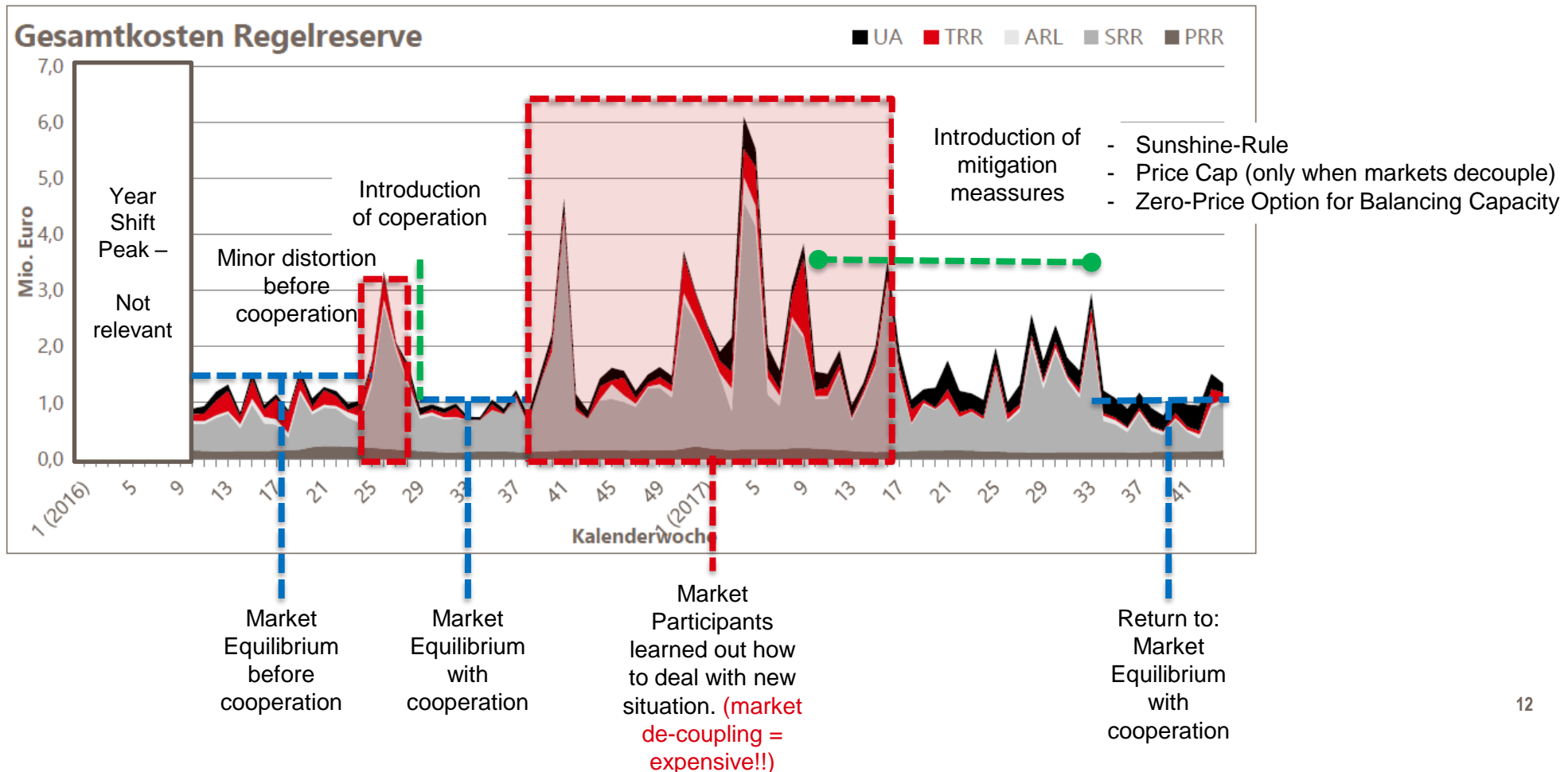
**DE/AT Common-Merit-Order**  
(calendar week 34, OffPeak+)



# aFRR – cost development & measures



- Costs in the Austrian balancing market (light grey = aFRR energy)



# Sekundärregelung – lessons learned



- Da noch keine Grenzkapazität für den Austausch zugewiesen ist, kann es zu Unterbrechungen im Austausch (=internationaler Wettbewerb) kommen.
  - Das kann zu punktuell sehr hohen Preisen führen.
  - Das kann enorm kritische Effekte auf die Systemkosten haben, v.a. in Kombination mit einem Grenzpreisverfahren!
  - Haupterkenntnisse daher:
    - Ausreichend ähnliche Marktregeln müssen eingeführt werden.
    - Lokale Fall-Back Prozesse sind ein MUSS.
    - Ausreichend Austauschkapazität muss sichergestellt werden. Z.b. über die Zuweisung von Grenzkapazitäten für den Regelreserveaustausch.
    - Ist das nicht der Fall, müssen Begleitmaßnahmen ergriffen werden.
- Sicherstellung von ausreichend Austauschkapazität MUSS gewährleistet sein!**  
**– Speziell für kleinere und konzentrierte Märkte sonst nicht machbar.**

# **Tertiärregelenergiekooperation Österreich-Deutschland (Project GAMMA)**

# Project GAMMA



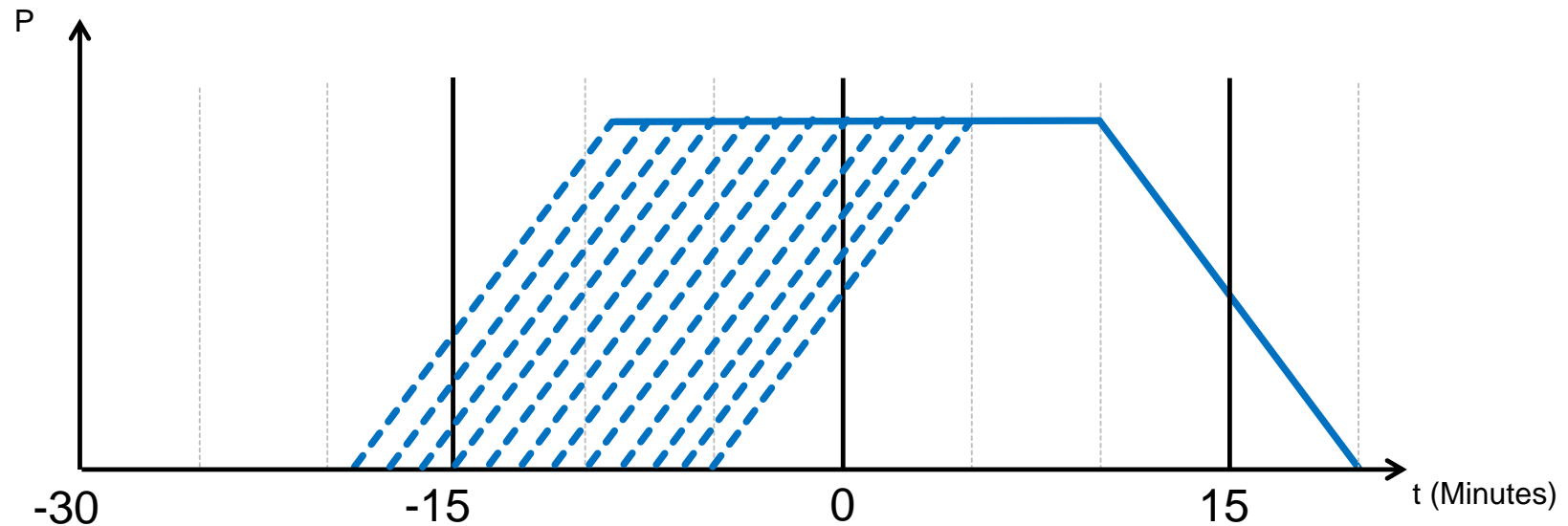
- **Bilaterale Abrufoptimierung von Tertiärregelung AT / DE**
    - Aktuell in finaler Implementierungsphase.
    - Go Live aktuell in Q2 2019 erwartet.
- **Pionierprojekt in Europa.**
- **Ähnliches Design wie Sekundärregelungskoooperation.**
    - TSO-TSO Modell mit gemeinsamer Optimierung.
    - Anbieter-Aktivierung durch bestehende lokale Tools.
- **Keine / sehr eingeschränkte Änderungen für AT-Anbieter.**
- **Pragmatischer Ansatz: Erst Erfahrung aus dem Echtbetrieb gewinnen, erst dann weiterführende Harmonisierung.**

# GAMMA – Direct & Scheduled activation



- Direct Activation possible in every minute before the scheduled activation
- Standardized De-Activation at the end of the market time unit

— Standard-Profile (XB-Exchange)





# Project GAMMA – lessons learned (Während Design & Implementierung)



- **Tertiärregelung technisch am komplexesten!**
  - War unerwartet, da am ersten Blick das technisch “einfachste” Produkt
  - Aktivierung in die Zukunft verursacht komplexe Wechselwirkungen, v.a. in Bezug auf verfügbare Grenzkapazitäten.
- **Herausforderndste Regelqualität um grenzüberschreitend zu optimieren, v.a. Direkte Aktivierung.**
  
- **Direkte und Fahrplanbasierte Aktivierung kombinieren!**
  - Fahrplanakt. eigentlich nur eine Direktaktivierung zu bestimmtem Zeitpunkt.
  - Unterschiedliche Marktregeln / Algorithmen führen zu groben Verwerfungen zwischen den Abrufarten / Produkten auf der selben Merit-Order.
  - Auftrennen in zwei Merit-Order führt zu eingeschränkter Liquidität für beide.
- **3 Optionen für die Zukunft: Simplex Fahrplanprodukt (wie Direkt); oder Akzeptanz von schwerwiegenden Marktverwerfungen; oder Zwei getrennte, illiquide Produkte.**

# Project GAMMA – lessons learned (Während Design & Implementierung)



- **Reduzierte Relevanz nach Einführung von IN & SRE-Optimierung**
    - Nach umfangreichem Netting und SRE-Optimierung sinkt die Abrufwahrscheinlichkeit von TRE signifikant.
    - Analysen zeigen, dass Effizienzpotenzial aus der TRE-Kopplung nach IN und SRE-Optimierung eingeschränkt ist.
    - Änderungen in lokalen Marktregeln bedingen Änderungsaufwand (=Kosten) bei Anbietern und TSOs.
- **Wenn die Marktgröße signifikant eingeschränkt ist, muss die Anforderung von IT- und Prozessänderungen sorgfältig abgewogen werden.**
- **TSOs müssen bei der Implementierung dafür Sorge tragen, dass Änderungen für Anbieter nur sehr eingeschränkt notwendig sind.**

# Conclusio

## Main lessons learned by APG:

- **Ausreichend ähnliche Marktregeln müssen etabliert sein.**
- **Regionale Kooperationen ausreichend für Markteffizienz.**
- **Sicherstellung von Grenzkapazität für den Regelenergie-austausch ist ein MUSS (speziell für kleinere Märkte).**
- **Effizienzgewinne durch internationale Kooperationen reduziert Gesamtmarktvolumen. – Abwiegen von IT-Anforderungen für Anbieter notwendig.**
- **Direkte und Fahrplanbasierte Aktivierung müssen effizient koexistieren können.**

**Markus Riegler**  
Market Management  
(Teamleiter TSO-Markets)

Tel.: +43 (0)50 320 56138  
Fax.: +43 (0)50 320 156138  
Mob: +43 (0) 664 828 57 98

<mailto:markus.riegler@apg.at>

**Austrian Power Grid AG**

Wagramer Straße 19, IZD Tower, 1220 Wien, Austria  
Commercial register: FN 177696v  
Commercial court: HG Wien  
<http://www.apg.at>



APG

**AUSTRIAN POWER GRID**  
**WE KEEP IT GOING**