



CE - Day Ahead Flow Based MC

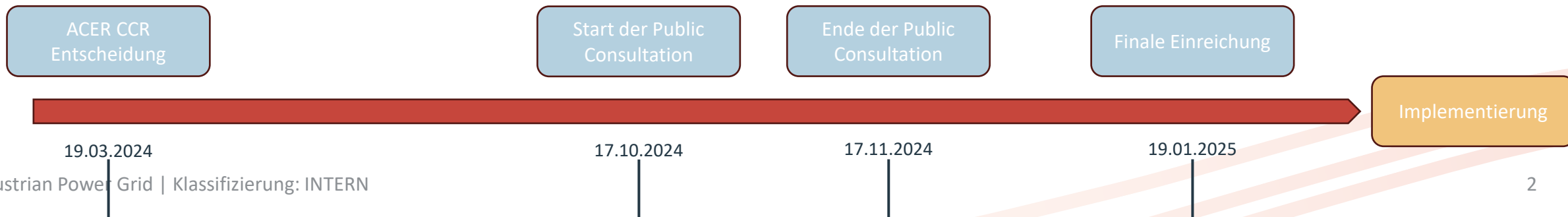
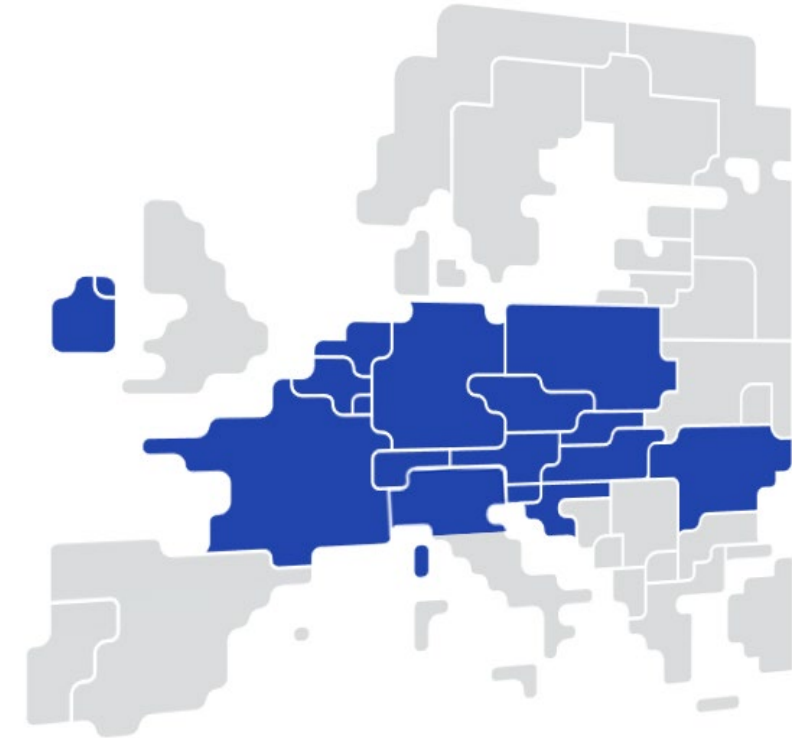
Lukas Wachter, APG

Central Europe - Day Ahead Flow Based Market Coupling (1/7)



Hintergrund

- ▶ ACER CCR Entscheidung am 19. März 2024 ([Link](#))
 - ▶ Bisherige Kapazitätsberechnungsregionen (CCR) Italy North und Core werden zu einer neuen CCR zusammengelegt → CCR Central Europe (CE)
 - ▶ Zuerst gilt diese Zusammenlegung nur für den Day-Ahead Zeitbereich
 - ▶ Eine Roadmap zur Umstellung weiterer Prozesse und Zeitbereiche auf CE (ROSC, Intraday, etc.) wird derzeit entwickelt
- ▶ Basierend auf der ACER CCR Entscheidung muss die neue CE DA Kapazitätsberechnungsmethode (CCM) innerhalb von 10 Monaten bei den Regulatoren eingereicht werden → Jänner 2025
- ▶ Grundlage der neuen CCM ist die derzeitige Core Day Ahead Flow-Based CCM
- ▶ Ziel ist eine Verbesserung der Koordinierung und Effizienz der Kapazitätsberechnung und -allokation in Central Europe
- ▶ Go Live Mitte 2027 geplant



Central Europe – Day Ahead Flow Based Market Coupling (2/7)



Public Consultation

- ▶ Öffentliche Konsultation der CE DA CCM wurde am 17.10.2024 gestartet
- ▶ Auffindbar auf der ENTSO-E Homepage: <https://consultations.entsoe.eu/markets/central-europe-da-ccm/>
- ▶ Konsultation ist **bis 17. November 2024** geöffnet
- ▶ Weiterführende Informationen wurden auch bereits über unseren Marktforums - Verteiler per E-Mail versendet
- ▶ Alle Marktteilnehmer sind sehr herzlich dazu eingeladen, ihr Feedback abzugeben
- ▶ Feedback wird danach geprüft und für die formelle Einreichung der Methode berücksichtigt
- ▶ Einreichung der Methode im Jänner 2025



Network Codes & CEP

Data & Standardisation

Innovation

Outlooks

Regions

Publications

About



Go to Network Codes →

News

Active Library

Stakeholder Committees

Monitoring & Reports

Consultations

Network Codes Development Process

DCC

ER

CACM

CEP

NCCS

HVDC

SOGL

EB

RFG

FCA

Central Europe – Day Ahead Flow Based Market Coupling (3/7)



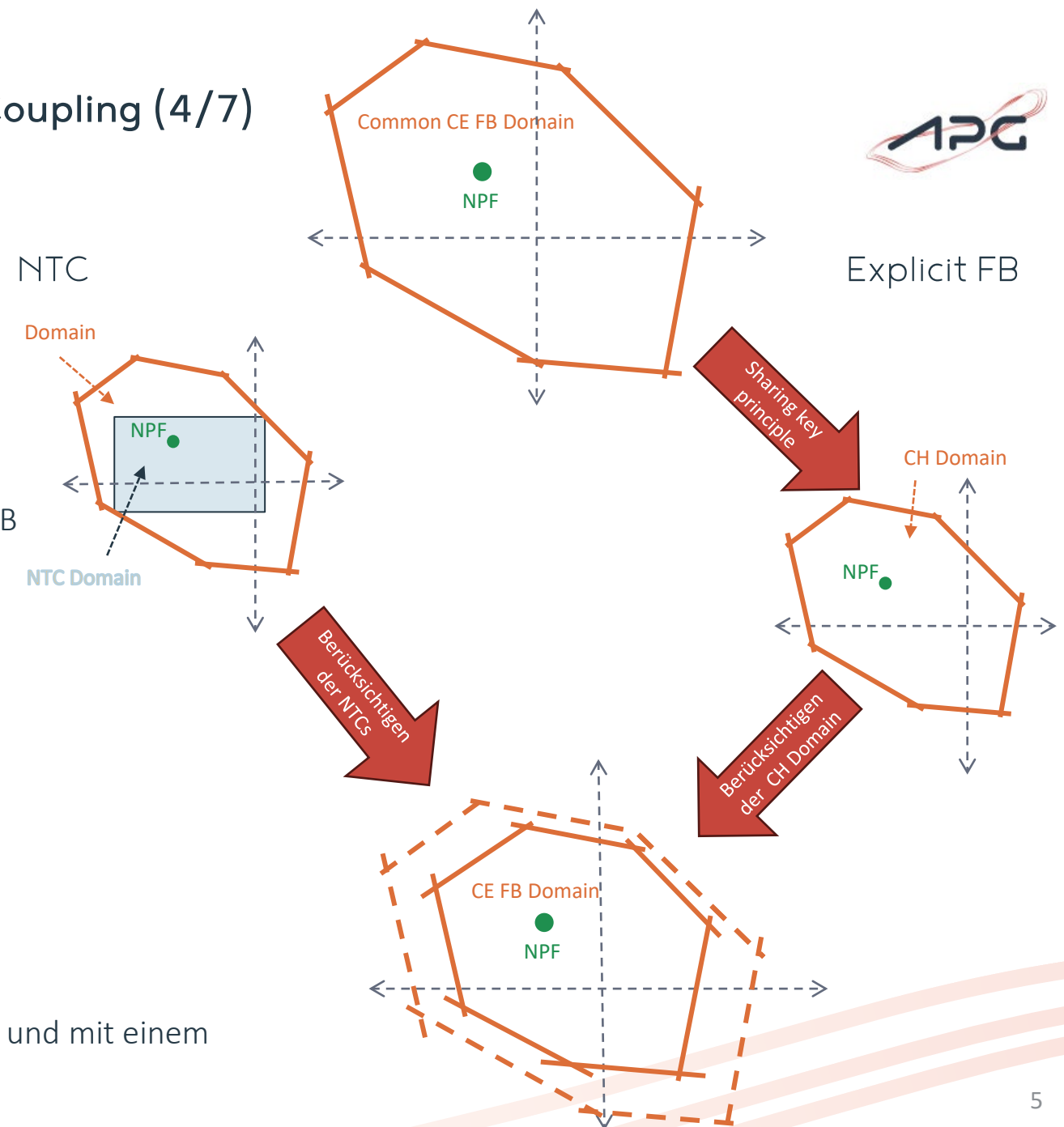
Hauptpunkte der neuen Methode

- ▶ Grundlage ist die aktuelle Core DA FB-Methode (3. Abänderung), die um Norditalien und die Schweiz erweitert wird
- ▶ Änderungen hauptsächlich um regionale Besonderheiten von Italy North, sowie die Integration der Schweiz zu berücksichtigen
 - ▶ Integration der Schweiz
 - ▶ Italy North spezifische Elemente (Merchant Lines)
 - ▶ Interface zur Core und Italy North Intradaykapazitätsberechnung
 - ▶ Berücksichtigung von HVDC-Leitungen
 - ▶ Allocation Constraints
- ▶ Details bzw. die konkrete Methode sind direkt in den Konsultationsdokumenten zu finden

Central Europe - Day Ahead Flow Based Market Coupling (4/7)

Integration der Schweiz

- ▶ In der CCM sind 2 Optionen vorgesehen
 - ▶ NTC-Extraktion
 - ▶ Explizite FB-Allokation an den Schweizer Grenzen
- ▶ Grundlage beider Optionen ist eine gemeinsame koordinierte Flow Based Berechnung inkl. Validierung
- ▶ Abhängig davon ob der DA Markt an den Schweizer Grenzen FB oder NTC basiert ist
- ▶ NTC Extraktion
 - ▶ Iterativer Ansatz
 - ▶ Finale Parameter noch nicht definiert
- ▶ Explizite FB-Allokation
 - ▶ Prinzip zur Aufteilung der Kapazitäten notwendig
- ▶ Berücksichtigung in der finalen CE FB Domain
 - ▶ Extrahierten NTCs
 - ▶ CH-Domain
- ▶ Finale Details werden in der Implementierungsphase definiert und mit einem Amendment in der CE DA CCM integriert



Central Europe – Day Ahead Flow Based Market Coupling (5/7)

Zusammenfassung der beiden unterschiedlichen Kapazitäts-/Allokationsmechanismen

- ▶ Marktteilnehmer werden in der Public Consultation um Feedback bzgl. der Allokationsmechanismen an den Schweizer Grenzen gebeten
- ▶ Nähere Details sind in den Konsultationsdokumenten zu finden

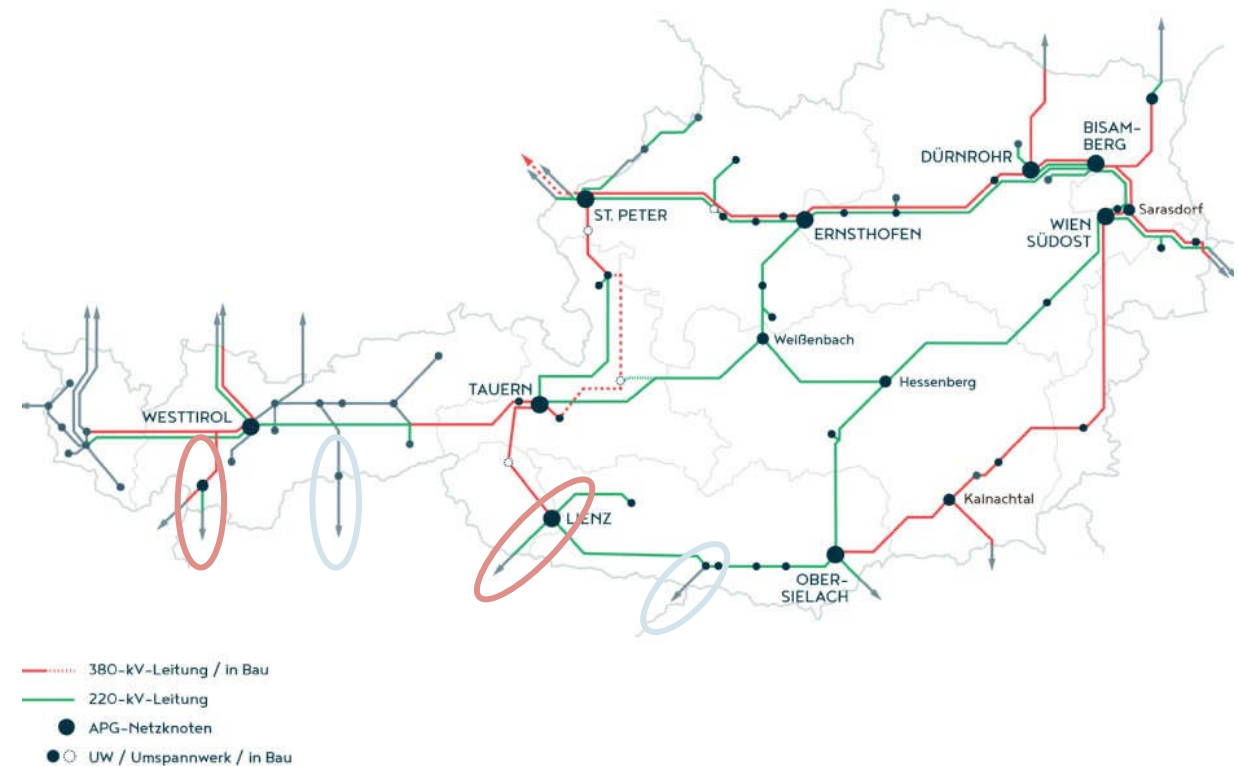
	Explizite NTC - Allokation	Explizite FB - Allokation
Kapazitätsberechnung	<ul style="list-style-type: none"> • NTCs für die CH-Grenzen werden aus der CE FB Domain extrahiert und für die existierenden Marktallokationsmechanismen veröffentlicht • Keine sichtbaren Veränderungen für Marktteilnehmer außer einer erwarteten höheren Volatilität der Kapazitäten durch die tägliche Berechnung 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine NTCs mehr notwendig • Ein Teil der berechneten CE FB Domain wird für die CH-Grenzen reserviert • TSOs stellen FB-Parameter zur Verfügung, welche eine bessere Repräsentation der physischen Flüsse bieten
Marktallokation	<ul style="list-style-type: none"> • Status Quo: Unabhängige Allokationen per CH-Grenze • Gleichzeitige Realisierbarkeit der NTCs an allen Grenzen sichergestellt 	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung des Marktdesigns notwendig: Ein einziger Allokationsmechanismus, der verschiedene Grenzen/Richtungen umfasst und den Wettbewerb um zonenübergreifende Kapazitäten an allen CH-Grenzen gewährleistet • Marktteilnehmer können individuell für jede der verfügbaren Grenzen/Richtungen bieten

Central Europe - Day Ahead Flow Based Market Coupling (6/7)



Italy North spezifische Elemente (Merchant Lines)

- ▶ In der Italy North CCR gibt es Grenzleitungen unter 220 kV, die nicht auf beiden Seiten der Grenze modelliert sind
 - ▶ AT – IT Greuth - Tarvisio, 132 kV
 - ▶ AT – IT Steinach - Prati de Vizze, 110 kV
 - ▶ CH – IT Tirano – Campocologno 150 kV
 - ▶ CH – IT Villa di Tirano – Campocologno 132 kV
- ▶ In der Italy North NTC Kapazitätsberechnung wurde deren Kapazität nachträglich zum NTC hinzugerechnet
→ in Flow-Based nicht mehr möglich
- ▶ Approximation dieser physischen Kapazität in der CE FB Berechnung durch erhöhen der Fmax-Werte der **modellierten Leitungen an dieser Grenze**
- ▶ Gültig bis die Leitungen an beiden Seiten der Grenze modelliert sind (spätestens nach Einführung von CGMES)



Central Europe – Day Ahead Flow Based Market Coupling (7/7)



Interface zur Core und Italy North Intradaykapazitätsberechnung

- ▶ IDCC(a) Kapazitäten basieren auf „Leftovers“ des DA Marktes → Inkonsistenz zwischen DA (CE) und ID (Italy North und Core)
- ▶ Konzept zur Sicherstellung koordinierter IDCC(a) Kapazitäten wird nach der formellen Einreichung der CE DA CCM erarbeitet

Berücksichtigung der HVDC-Leitung Piedmont-Savoy (PiSa)

- ▶ Während Kapazitätsberechnung: Berücksichtigung von PiSa während der non-costly Remedial Action Optimization (nRAO)
- ▶ Während Allokationsphase: Evolved Flow-Based Ansatz, analog zur Behandlung der ALEGrO HVDC-Leitung derzeit in Core

Allocation Constraints

- ▶ TERNA wird in CE, wie derzeit auch in Italy North, Allocation Constraints (und Ramping Constraints) nutzen
- ▶ PSE Allocation Constraint bleibt weiterhin bestehen
- ▶ Details zu beiden Allocation Constraints sind im Annex der CE DA Methode zu finden

