Aktuelle Entwicklungen in den Kapazitätskalkulationsregionen

APG Marktforum – Milan Vukasovic, Thomas Altmann

16. November 2023

CCR Aufgaben & Ziele

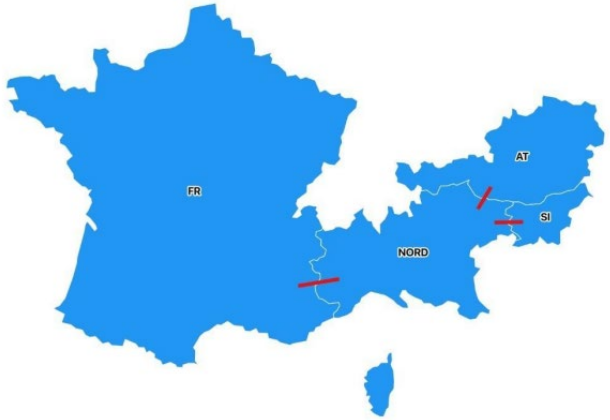
© Austrian Power Grid

Hintergrund

CCR*: Aufgaben & Ziele

- Europäische Verordnungen (CACM, SO & FCA Guideline) fordern von Übertragungsnetzbetreibern (TSOs) die Koordinierung auf regionaler Ebene (innerhalb der CCR), u.a. in den Bereichen:
  - Kapazitätsberechnung für die Zeitbereiche
    - Long Term (LT)
    - Day Ahead (DA)
    - Intraday (ID)
  - Koordinierter Re-Dispatch & Countertrading
- TSOs entwickeln Methoden → Genehmigung durch Regulierungsbehörden
- TSOs implementieren diese Methoden und betreiben gemeinsam die notwendigen Verfahren
- APG ist in 2 CCRs tätig: Core & IN (Italy Nord)

CCR Core



CCR Italy North

© Austrian Power Grid

Merge Italy-North und Core CCRs (1/2)

Hintergrund

- Am 02/03 & 27/06 fanden Workshops mit Core & Italy-North TSOs, NRAs und ACER statt, um die potentielle Zusammenlegung der CCRs Italy-North & Core zu diskutieren

- ACER hat ENTSO-E die Anfrage zur schrittweisen Vorgehensweise zur Zusammenlegung der CCRs übermittelt
  - → Eine neue CCR (Central Europe) wird eingerichtet
  - → Vorerst wird dort die Day-Ahead Kapazitätsberechnung (gemäß Artikel 20 der CACM-Verordnung) umgesetzt
  - → Die anderen Prozesse (ROSC, Intraday…) werden dann schrittweise folgen

LTCC

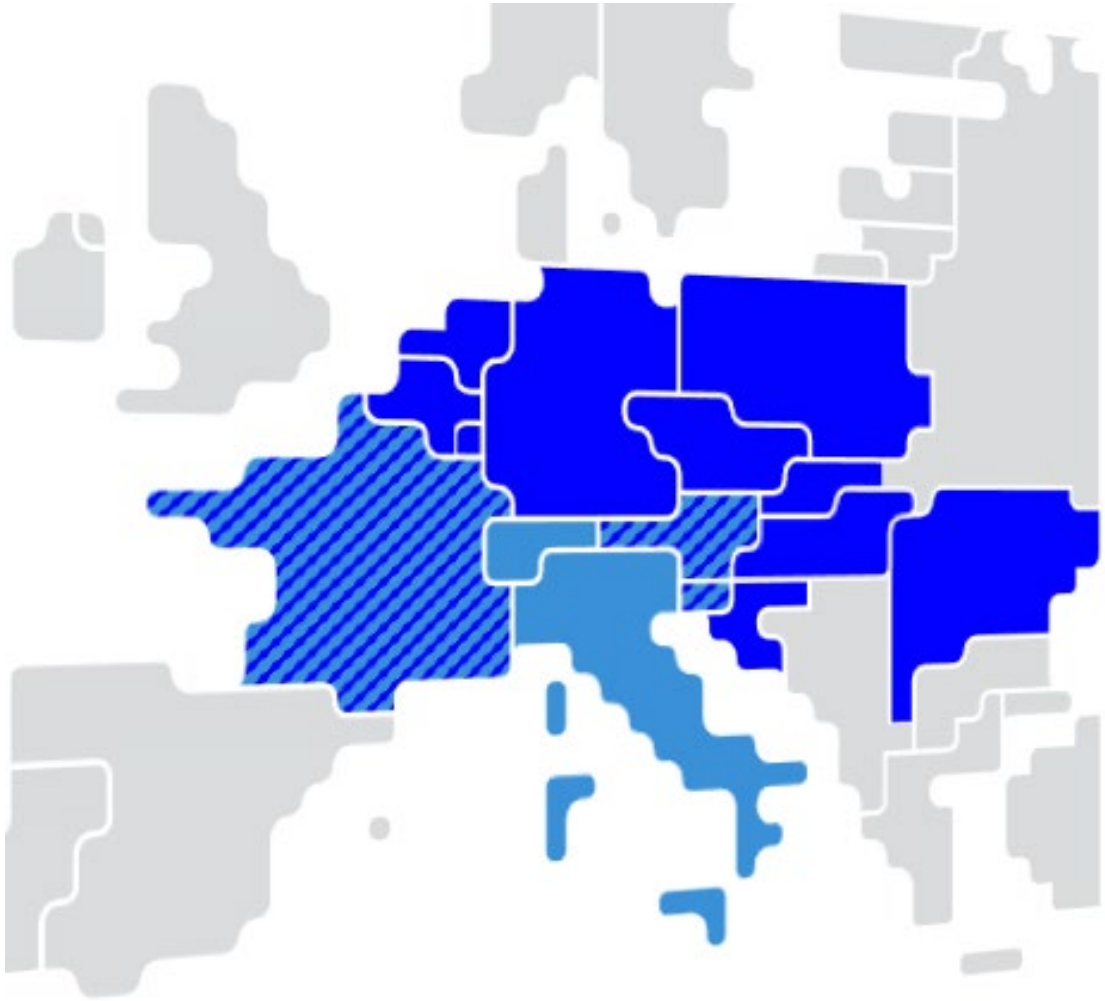
DACC

IDCC

BTCC

ROSC

RD&CT CS



LTCC – Long-term capacity calculation; DACC – Day-ahead capacity calculation; IDCC – Intraday capacity calculation; BTCC – Balancing capacity calculation; ROSC – Regional operational security coordination; RD&CT CS – Redispatch & Countertrading cost-sharing

© Austrian Power Grid

Merge Italy-North und Core CCRs (2/2)

- Aus Sicht der APG besteht auch ein dringender Bedarf die anderen Prozesse (u.a. ROSC) so schnell wie möglich in die neue CCR zu implementieren, um die Koordinierung und Effizienz zu verbessern & die Netzsicherheit nicht zu gefährden

- Der Vorschlag von allen TSOs zur Abänderung der CCR-Regionen ist online verfügbar:

  All TSOs' proposal for amendment of the Determination of capacity calculation regions methodology in accordance with Article 15(1) of the CACM - European Network of Transmission System Operators for Electricity - Citizen Space (entsoe.eu)

- Relevante Interessengruppen, Marktteilnehmer, NRAs und NEMOs können Input & Feedback bis 11. November, 2023 liefern

- Nach Würdigung der Konsultationsrückmeldungen wird die Überarbeitete Methodik bei ACER zur Genehmigung eingereicht

© Austrian Power Grid

Core Day-Ahead Kapazitätsberechnung - Ausblick

© Austrian Power Grid

Core Day Ahead Kapazitätsberechnung - Ausblick

- **Zweite Abänderung der Core DA Kapazitätsberechnungsmethode**
  - Methode wurde am 25.04.2023 bei den nationalen Regulierungsbehörden eingereicht
  - Frist für die Genehmigung durch die Regulierungsbehörden der Core Region ist der 25.01.2024 (verlängert um 3 Monate)

Hybridkopplung an externen Core Grenzen (Advanced Hybrid Coupling)

- Nicht relevant für österr. externe Core Grenzen
- Inbetriebnahme geplant bis 2025

- **Dritte Abänderung der Core DA Kapazitätsberechnungsmethode**
  - Öffentliche Konsultation von 22.09.2023 – 25.10.2023
  - Einreichung bei den nationalen Regulierungsbehörden der Core Region bis 08.12.2023

Koordinierte Validierung

- Validierung der Kapazitätsberechnungsergebnisse koordiniert in Core durch die RCCs
- Inbetriebnahme geplant bis 2026

Flow Reliability Margins (FRM)

- Vereinheitlichung der FRM - Werte auf 10% der maximal zulässigen Leistung
- Verschiebung der FRM - Studie

Vergabebeschränkungen (Allocation Constraints)

- Verlängerung der polnischen Vergabebeschränkungen für weitere 2 Jahre
- Aufhebung der belgischen und niederländischen Vergabebeschränkungen

© Austrian Power Grid

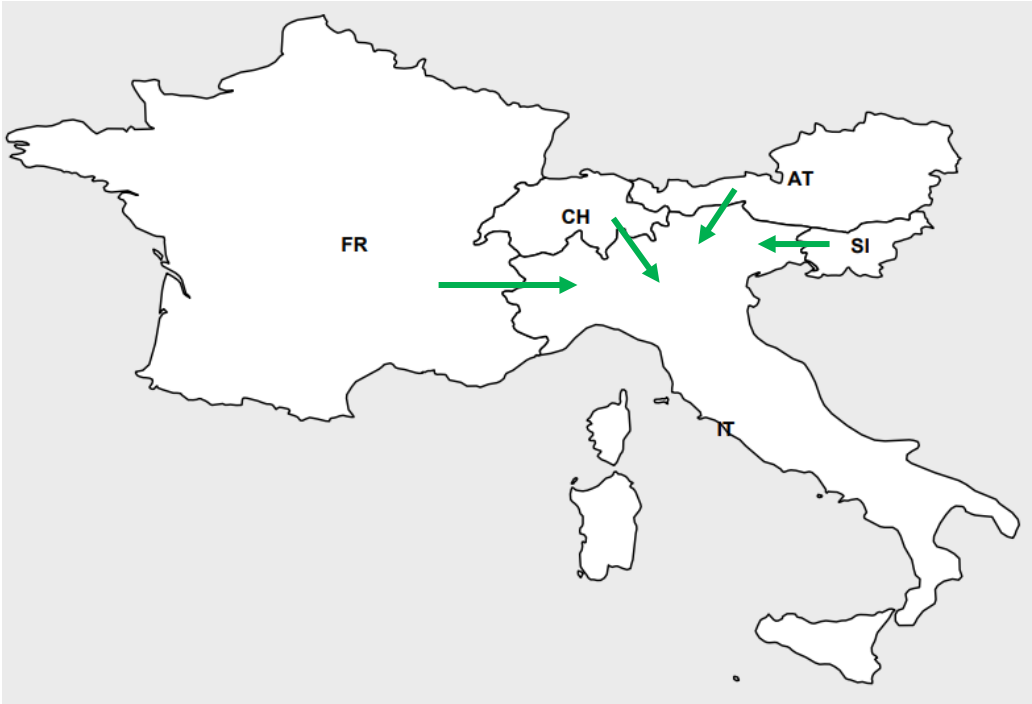
Italy North – Export Corner

© Austrian Power Grid

Italy North capacity calculation

Allgemein

- Es ist ein **c**oordinated **N**et **T**ransfer **C**apacity (cNTC) Ansatz im Einsatz
- Swissgrid als technical counterparty involviert
- Kapazitätsberechnung optimiert aktuell die Import Kapazität Richtung Italien



Status

- Day-Ahead Kapazitätsberechnung seit 2016 in Betrieb
- Intraday Kapazitätsberechnung seit 2019 in Betrieb
- CEP 70% Subprozess seit 2021 in Betrieb

Nächste Schritte

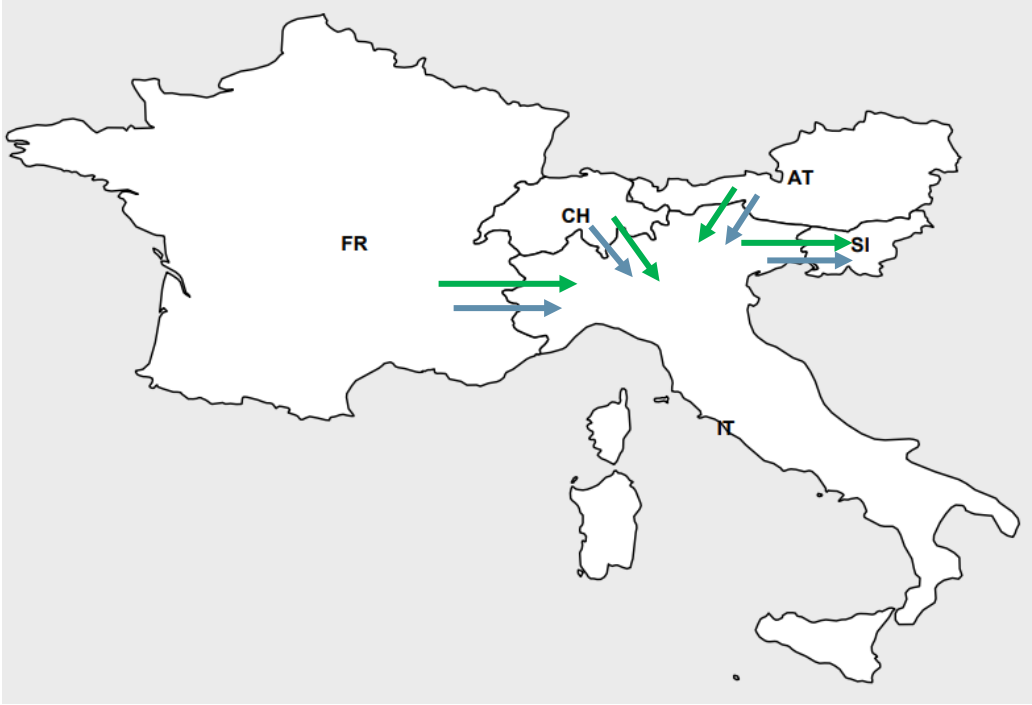
- Export Corner Implementierung (siehe nächste Folie)

© Austrian Power Grid

Export Corner Allgemein

Allgemein

- Optimierung der Day-ahead (DA) und Intraday (ID) Kapazitäten unter Berücksichtigung der Marktrichtung im Rahmen der Kapazitätsberechnungsprozesse (D2CC, IDCC)
- Für jede Grenze wird die für den Markt relevante Richtung ausgewählt und anschließend optimiert
- Es werden höhere NTCs in die für den Markt relevante Richtung erwartet
- Die Richtung wird dabei:
  - In IDCC durch die Intraday Fahrpläne vorgegeben
  - In D2CC wird-die Methode zur Bestimmung der erwarteten Richtung wird je Grenze vom jeweiligen ÜNB bestimmt (z.B. mit Hilfe des Net Position Forecasts)



Marktrichtung

Optimierte Kapazität

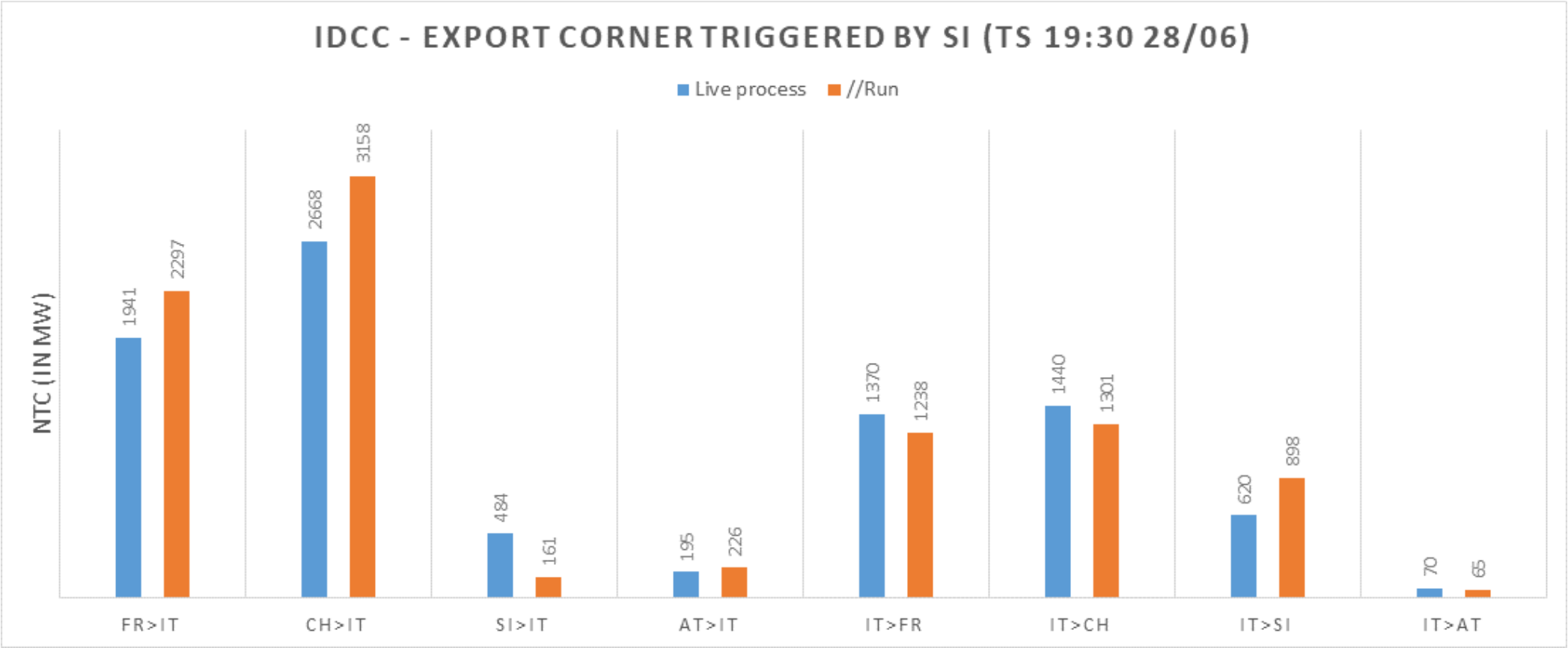
Status

- IDCC Parallel Run seit April 2023
- D2CC Parallel Run seit Juni 2023
- Inbetriebnahme erfolgt getrennt:
  - Intraday Export Corner go-live im November 2023
  - Day-ahead Export Corner go-live im Q1 2024

© Austrian Power Grid

Export Corner Parallel Run Ergebnisse (1/2)

Szenario: Slowenien triggert Export Corner



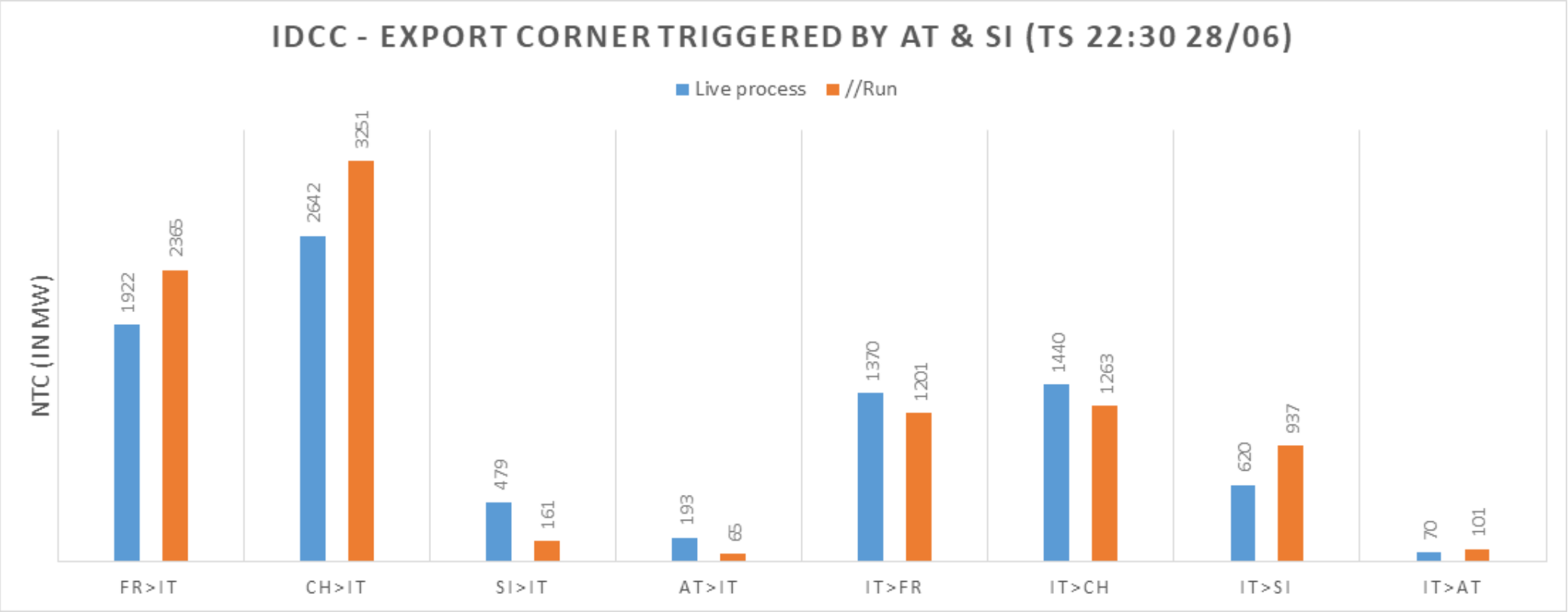
Summary

- NTC IT > SI: Erhöhter NTC durch Export Corner (optimierte Richtung)
- NTC SI > IT: Reduzierter NTC weil die Gegenrichtung optimiert wird

© Austrian Power Grid

Export Corner Parallel Run Ergebnisse (2/2)

Szenario: Slowenien & Österreich triggert Export Corner



Summary

- NTC IT > SI & NTC IT > AT: Erhöhte NTCs durch Export Corner (optimierte Richtung)
- NTC SI > IT & NTC AT > IT: Reduzierter NTC weil die Gegenrichtung optimiert wird

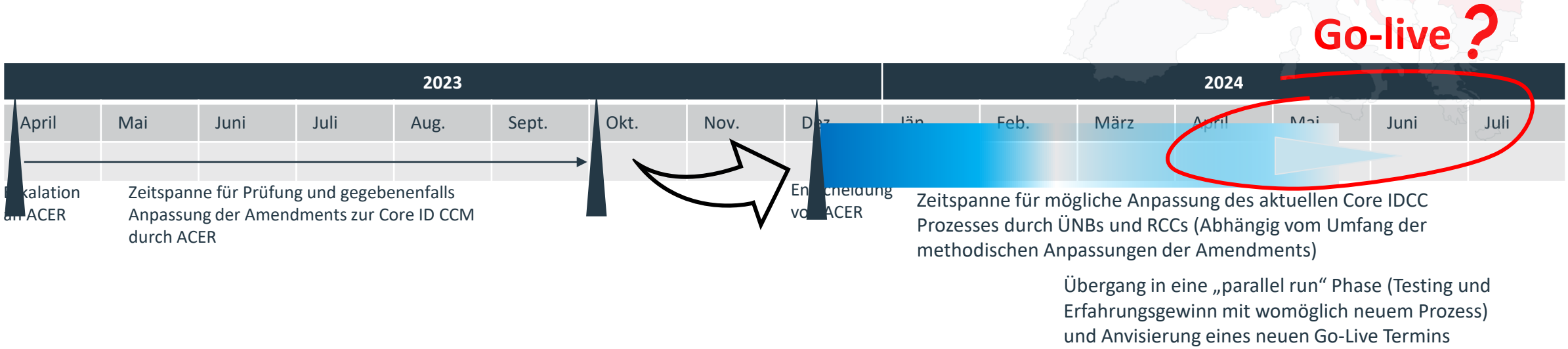
© Austrian Power Grid

Core Intraday Kapazitätsberechnung

© Austrian Power Grid

Status der Implementierung IDCC(b) (22:00 D-1)

- Go-Live der gemeinsamen Core ID Flow Based Berechnung ursprünglich geplant für Juni 2023
- NRAs konnten sich nicht rechtzeitig auf Amendments der Intraday Methode einigen
  → mit Anfang April 2023 wurde die ACER als zuständige Instanz um Entscheidung gebeten
- Die ACER-Entscheidung war ursprünglich für Oktober 2023 vorgesehen.
- Jedoch Verschiebung auf Dezember durch ACER. Derzeit somit:
  →fehlendes rechtliches Fundament des bisher entwickelten IDCC-Prozesses
  →Inbetriebnahme der 1.IDCC (für D-1 22:00) weiter unklar- vor Q2 2024 ist unter Berücksichtigung der Vorlaufzeiten eher unwahrscheinlich



© Austrian Power Grid

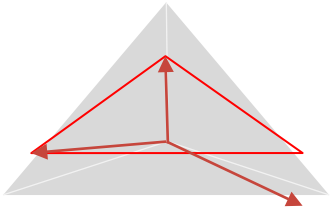
Status der Implementierung IDCC(b) (22:00 D-1)

- Kritischster Punkt hinsichtlich Amendments der Intraday Methode aus APG/TSO Perspektive:

Mögliche Ausweitung des Mindestkapazitätskriteriums gemäß EU-Verordnung 2019/943, Artikel 16 (8) auf den Intraday-Zeitbereich

Mindestkapazität in Day-Ahead (Status Quo)

Versorgungssicherheit



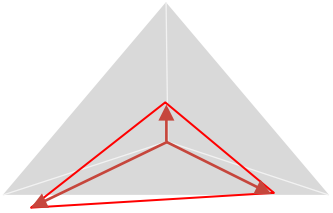
Kapazität

Engpassmanagement (Redispatch)

- Zwischen DA-Marktabschluss und Lieferzeitpunkt: mehrere Stunden Zeit, um Netzüberlastungen zu identifizieren, Engpassmanagement zu planen und anzufordern
- Trade-off zwischen Handelskapazität ←→ Engpassmanagement bei hoher Versorgungsicherheit

Mindestkapazität in Intraday

Versorgungssicherheit



Kapazität

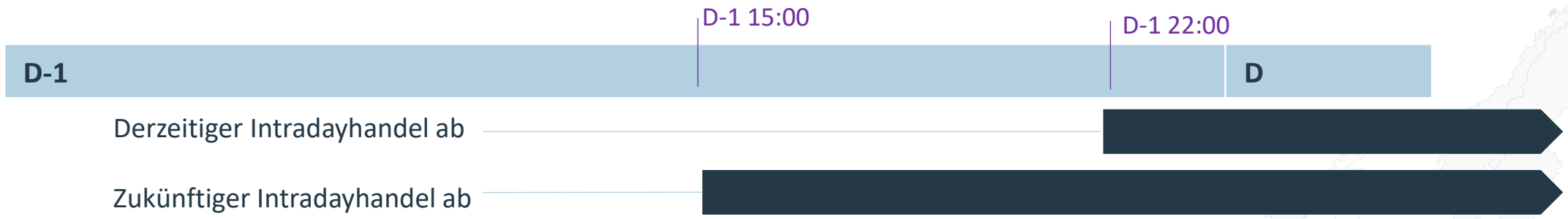
Engpassmanagement (Redispatch)

- Zwischen grenzüberschreitendem ID-Marktabschluss und Lieferzeitpunkt: derzeit 1h
- Nicht genügend Zeit, um Netzüberlastungen rechtzeitig zu identifizieren, Engpassmanagement-Maßnahmen zu planen und zu aktivieren
- Im Vergleich mit DA steht weniger RD-Potential zur Verfügung
  → Vorlaufzeiten vieler Kraftwerke deutlich länger als 1h

© Austrian Power Grid

Status der Implementierung IDCC(a) (15:00 D-1)

- Die IDCC(a) bildet zukünftig die Grundlage für die Kapazitätsvergabe um 15:00 D-1



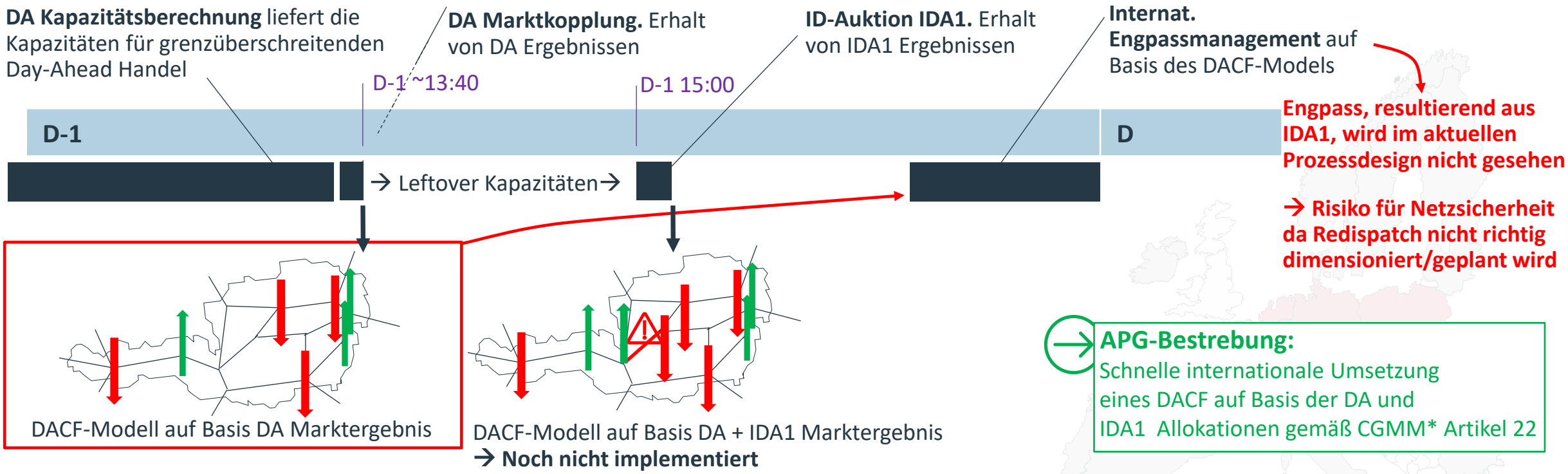
- Die Verzögerung der ACER-Entscheidung zur ID-Methode betrifft auch die IDCC(a):
  - → Ein Go-Live ist somit aktuell noch nicht klar definiert; Eine Inbetriebnahme gleichzeitig mit IDA1 (Intra-Day Auktion um 15:00 D-1) ist sehr wahrscheinlich
  - → externer parallel-run voraussichtlich ab Dezember 2023

- Aus APG-Perspektive ist die Vergabe von Kapazitäten um 15:00 D-1 **im aktuellen Prozessdesign** nicht mit der operativen Netzsicherheit bzw. der internationalen D-1 Abstimmung zur operativen Planung des Tages D in Einklang zu bringen.

© Austrian Power Grid

Status der Implementierung IDCC(a) (15:00 D-1)

Prozessüberblick D-1:



APG-Bestrebung:
Schnelle internationale Umsetzung eines DACF auf Basis der DA und IDA1 Allokationen gemäß CGMM* Artikel 22

- **DACF-Modell:** *Day Ahead Congestion Forecast Modell* – Ein Modell dass die erwartete Netzsituation des Folgetages beschriebt, derzeit basierend auf dem bereits abgeschlosseneren DA Marktergebnis. Wichtigste Grundlage für das internationale Engpassmanagement.

- **Internationales Engpassmanagement:** Koordinierte Abstimmung der TSOs über grenzüberschreitende Maßnahmen zur Lösung potentieller Engpässe (Überlastungen) im Übertragungsnetz durch z.B.: koordinierten Redispatch-Einsatz.

* Common Grid Model Methodology

© Austrian Power Grid