



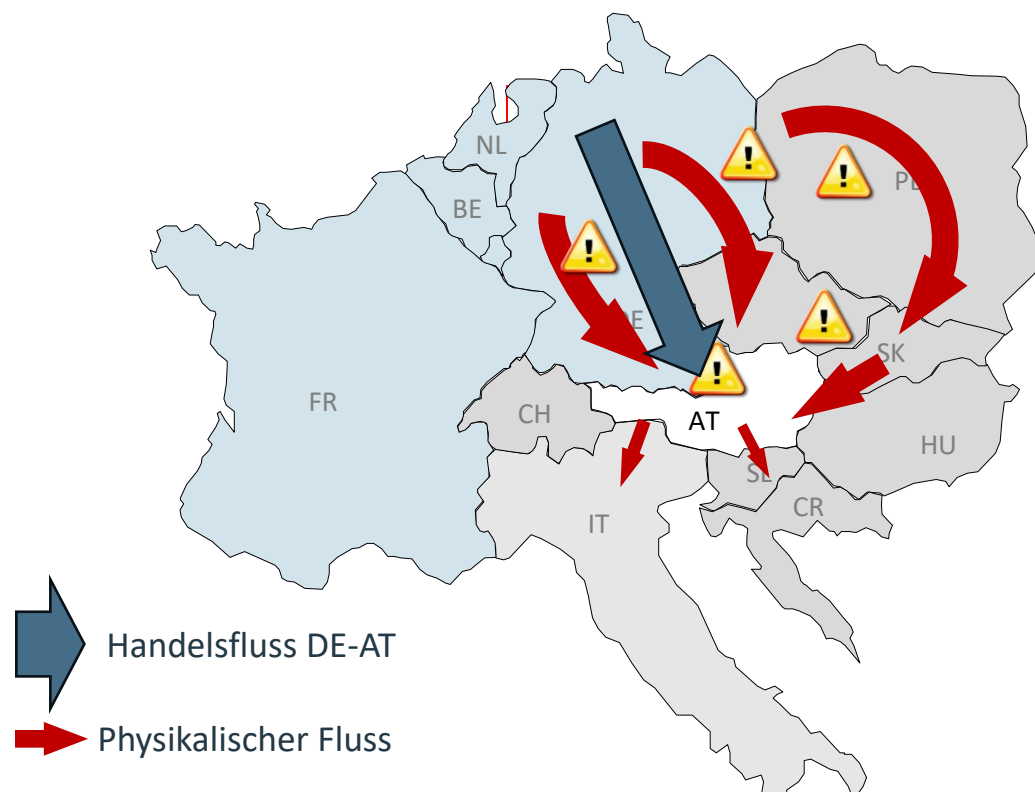
21.05.2025

Langfristige Grenzüberschreitende Übertragungsrechte

Harald Köhler, Leiter Systemmanagement

Ausgangslage zum Hintergrund der Gebotszonentrennung

Situation 2017: Extensiver Handel DE-AT führt zu kritischer Netzbelastung im europäischen Raum



Physik und Handel nicht mehr kongruent – bis über 10 GW Import aus DE

- ▶ Loop-Flows netztechnisch nur mehr schwer zu managen (>5 GW Redispatch!)
- ▶ Situation führte zu massivem internationalem Druck auf AT und DE

Regulatorische Vereinbarung im Zuge des Splits

E-CONTROL

Presseinformation

E-Control: Absicherung deutsch-österreichischen Stromhandels

Der Stromhandel zwischen Österreich und Deutschland wird ab Oktober 2018 begrenzt, bleibt aber weiter in großem Umfang möglich

(Wien, 15. Mai 2017) Der derzeit unbegrenzte Handel am deutsch-österreichischen Strommarkt wird mit 1. Oktober 2018 beschränkt. Die Spitzen im Stromaustausch werden zukünftig gekappt, der Stromhandel zwischen den traditionell gut integrierten Märkten wird jedoch auch künftig in großem Umfang möglich sein. Es können 4.900 Megawatt (4,9 Gigawatt) Strom durch Langfriskapazitäten vergeben werden. Das entspricht in etwa der Hälfte des österreichischen Verbrauchs zu Spitzenzeiten. Das sind die Eckpunkte einer Einigung, die zwischen den deutschen und österreichischen Energieregulatoren Bundesnetzagentur und E-Control heute erzielt wurden. „Wir haben damit letztlich ein gutes Ergebnis erreicht“, sagen die E-Control-Vorstandsmitglieder Wolfgang Urbantschitsch und Andreas Eigenbauer. „Der Stromhandel zwischen Deutschland und Österreich bleibt somit weitgehend im vom Markt benötigten Ausmaß offen.“

Zusätzliche Kapazitäten im kurzfristigen Handel

Im täglichen Handel soll die Kapazitätsvergabe in die Region Central-West, die die Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg und Deutschland umfasst, integriert werden. Dadurch kann sich die vereinbarte Kapazität von 4,9 Gigawatt um kurzfristige Handelskapazitäten erhöhen.

Österreichische Kraftwerke sichern deutsche Netzstabilität und Handelskapazität

Um die Übertragungsleistung im Netz zusätzlich abzusichern, werden die Übertragungsnetzbetreiber beider Länder ihre schon bestehende enge Zusammenarbeit weiterführen. Österreichische Kraftwerke werden im Rahmen dieser

Ziel: Spot Markt Liquide zu halten

- ▶ Teilung der DE-AT und Festlegung LTA i.d.H.v. **4,9 GW**
- ▶ AT muss Redispatch-Kapazität für DE zur Verfügung stellen

Netzkapazitäten werden mit differenzierten Methoden in den Marktsegmenten vergeben

Langfristkapazitäten dienen primär als Finanzprodukt (Preishedging)

Day Ahead Markt und Intraday Markt relevant für den physischen Handel



- 1) Verfügbare Kapazitäten im Day Ahead Markt **müssen aktuell mind. den Langfristkapazitäten entsprechen („LTA Inclusion“)**

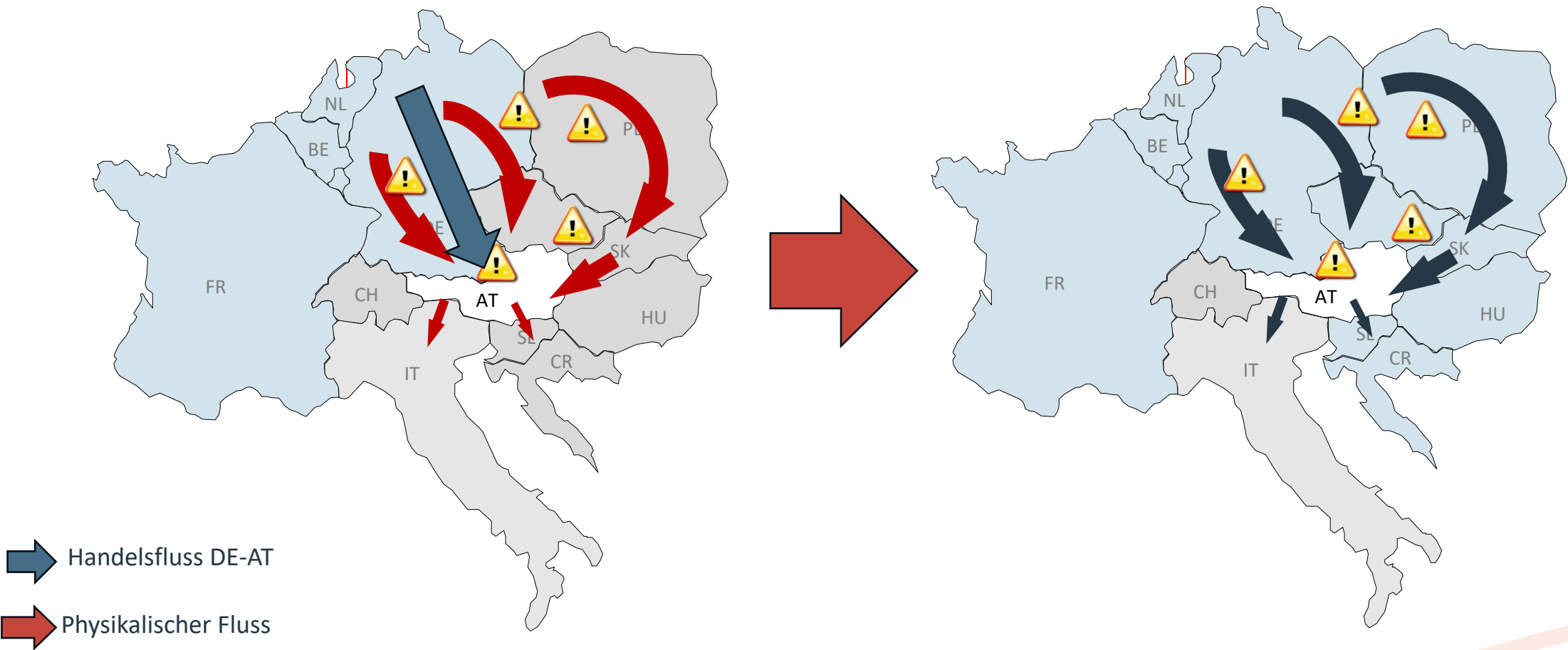
Ursprünglich wesentlicher Zweck der hohen Langfristkapazität DE-AT

- 2) Inhaber von langfristigen Kapazitätsrechten erhalten Vergütung auf Basis der Preisunterschiede im Day Ahead Markt

Umsetzung Flow Based Market Coupling in der Core Region ab Sommer 2022



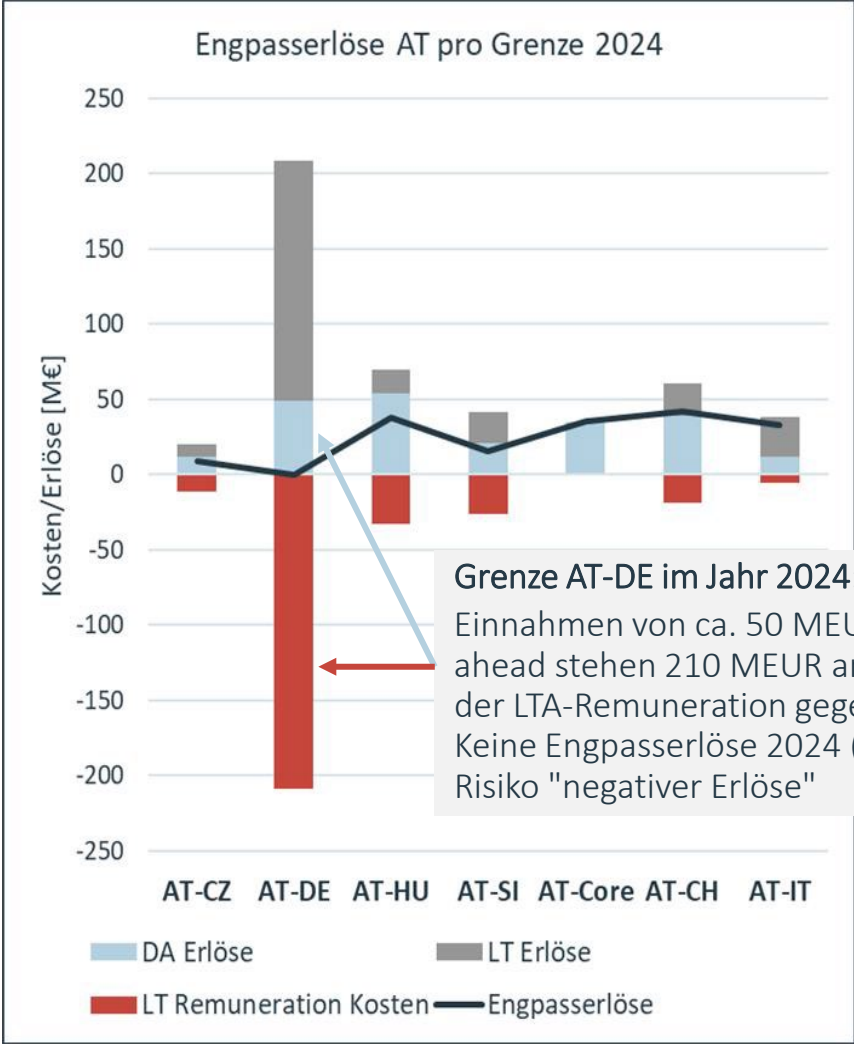
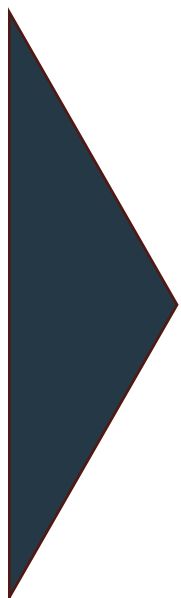
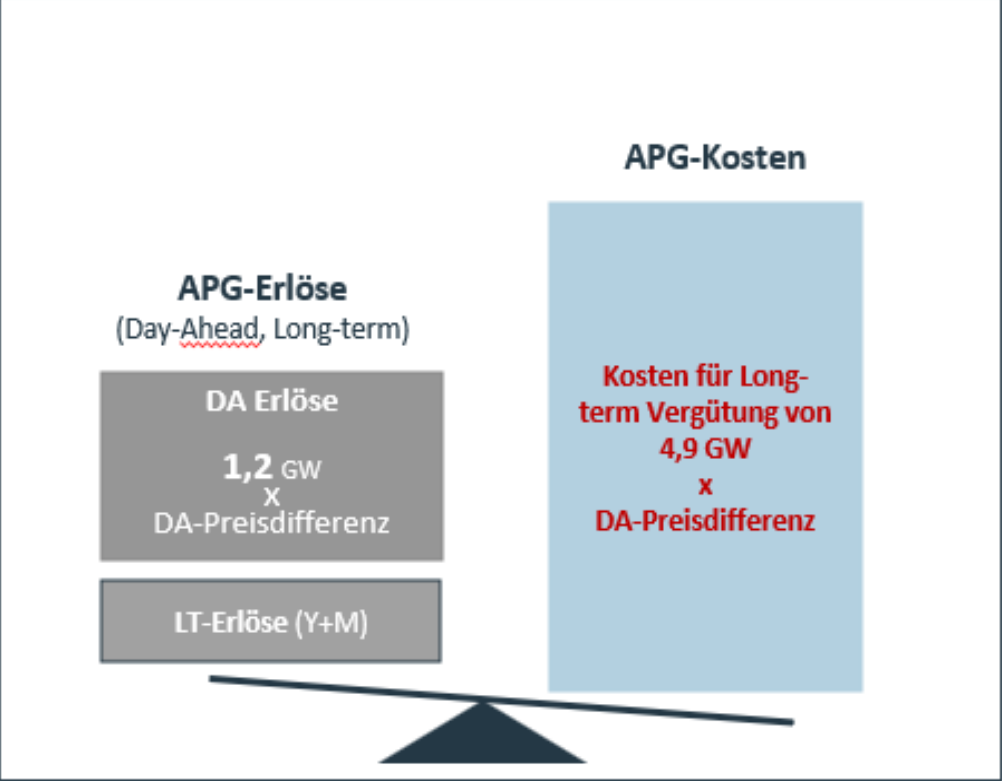
Ziel FB MC: Optimierter Handel anhand der physikalischen Übertragungskapazitäten



Kosten und Erlössituation der Nutzung von Netzkapazitäten im Jahr 2024



Situation Grenze AT-DE:
Vergebene Langfristkapazität an Marktteilnehmer (in Form von Financial Transmission Rights) ist deutlich höher als durchschnittlicher täglicher Grenzfluss



Grenze AT-DE im Jahr 2024:
Einnahmen von ca. 50 MEUR aus day-ahead stehen 210 MEUR an Kosten aus der LTA-Remuneration gegenüber. Keine Engpasserlöse 2024 (Opportunität); Risiko "negativer Erlöse"

Relevanz der DE-AT LT Kapazitäten für den Day Ahead Markt



- ▶ **Effiziente Handelsmöglichkeiten bestehen auch ohne Langfristkapazitäten** – LTA Inclusion hat effektiv kaum Wirkung auf Day-Ahead Preise (Abb. 1)

- ▶ **Früher:** Langfristkapazitäten (durch „LTA Inclusion“) einzige Möglichkeit, ein Minimum an Handelsmöglichkeit Day-Ahead zu gewährleisten
- ▶ **Heute:** gesetzlich verpflichtende Mindestkapazitäten für Day-Ahead Kapazitätsberechnung (**70% Regelung**)

- ▶ Langfristkapazitäten werden **nur in geringem Umfang** durch AT-Marktteilnehmer genutzt (Abb. 2)
- ▶ **Hohe (volkswirtschaftliche) Remunerationskosten** für Österreich für Langfristkapazitäten (2024 rd. 210 M€)
- ▶ **Netzbetriebliches Risiko, EPM Kosten**

- ▶ Langfristkapazitäten sind für Day-Ahead liquide Handelsmöglichkeiten nicht mehr erforderlich, verursachen jedoch hohe Kosten und werden kaum von AT-Kunden genutzt

Abb. 1: Simulation Day Ahead Markt 2023 + 2024, mit/ohne LTA Inclusion an allen Grenzen in der Core Region

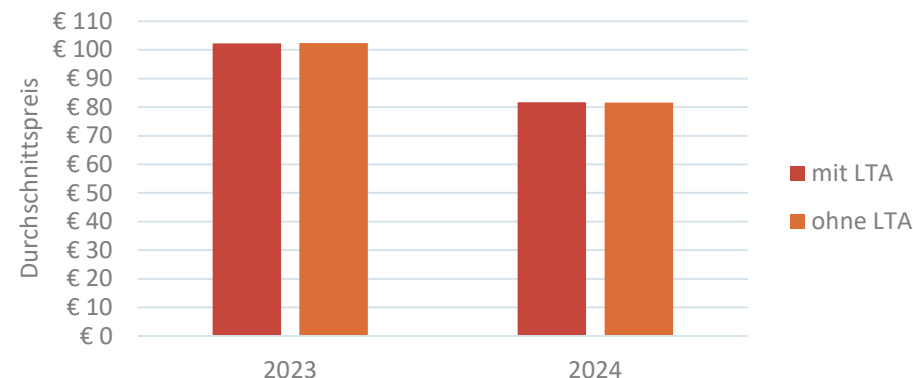
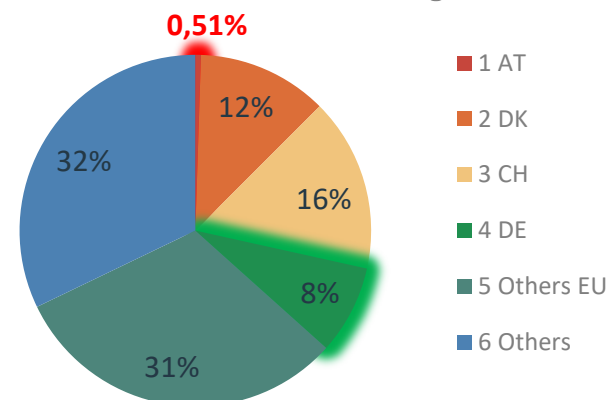


Abb. 2: In der letzten Jahresauktion „DE>AT 2025“ wurde ca. 0,5% (!) an Marktteilnehmer aus AT vergeben*



Zusammenfassung und Ausblick



- ▶ Eine Umkehrung des Bidding Zone Splits DE/AT ist im europäischen Kontext aktuell nicht denkbar

- ▶ Hohe DE/AT Langfristkapazität ...
 - ▶ ist zur Gewährleistung eines liquiden Spotmarktes nicht mehr erforderlich
 - ▶ verursacht hohe Kosten
 - ▶ wird kaum von AT-Marktteilnehmern genutzt

- ▶ Die Benefits der hohen Langfristkapazitäten landen größtenteils im Ausland, die Kosten bleiben jedoch in AT

- ▶ Zukunft: Ab 2027 Flow-Based Langfrist-Kapazitätsallokation in Core