



Übertragungsnetzbetreiber: Geschäftsbedingungen und Methoden, laufende Aktivitäten

Christian Todem

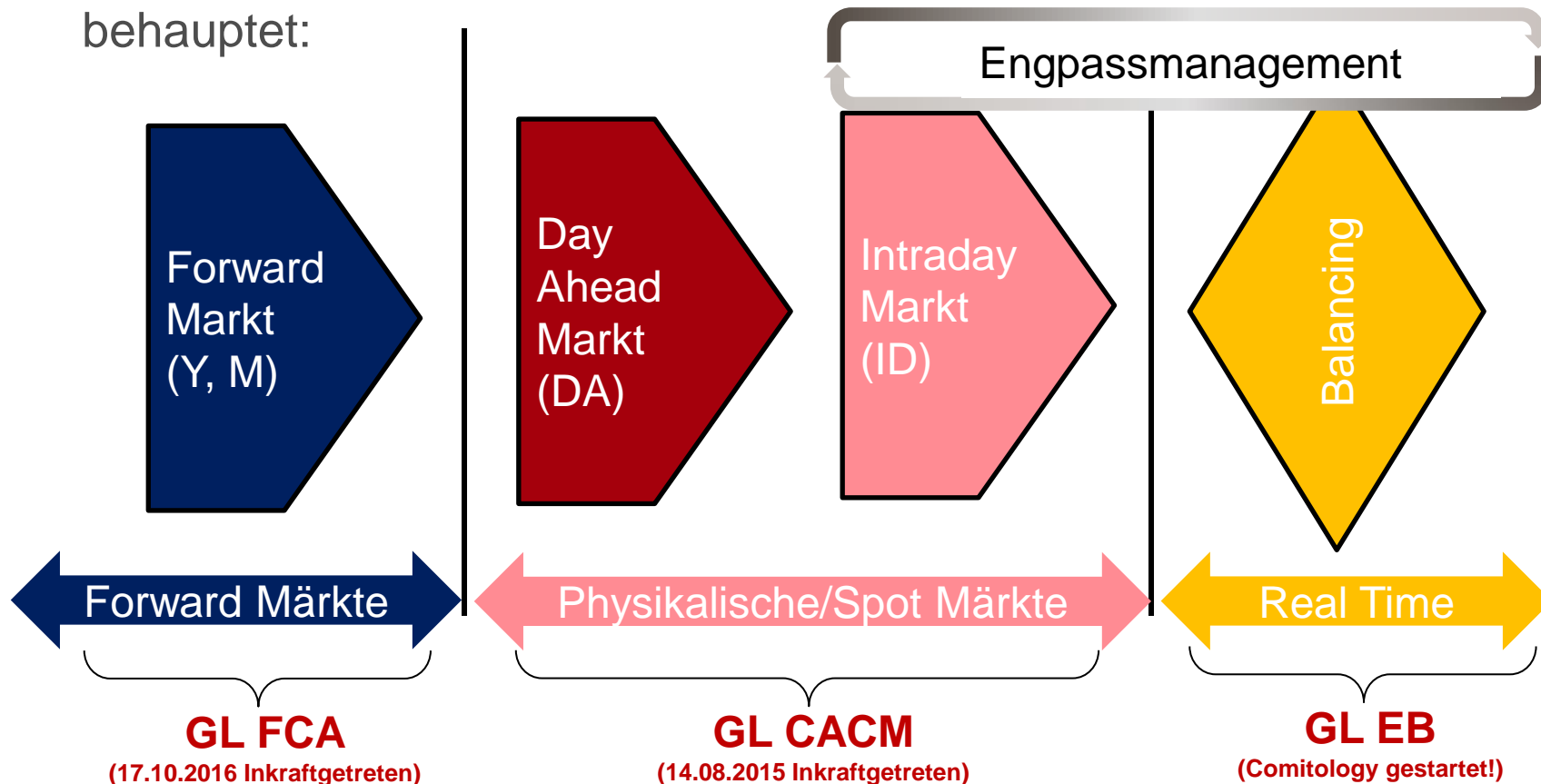
Inhalte

- Strommarkt im Überblick
- CACM Verordnung im Überblick
- Grenzüberschreitender Stromhandel
- Capacity Calculation Regions
- Common Grid Model
- Day-Ahead Market Coupling
- Kapazitätsberechnung NTC vs. Flow-Based
- Zusammenfassung

Strommarkt im Überblick

Strommärkte im Überblick

- Mit der Liberalisierung der Strommärkte wurden Wettbewerbsbereiche eingeführt (Handel und Erzeugung).
- Aufgrund physikalischer Abhängigkeiten hat sich folgende Gliederung behauptet:



Strommärkte im Überblick

APG als Marktgestalter („marketfacilitator“)



Aufgabe	operativ seit	Jahresumsätze*	
• Versteigerungen und internationale Erlöse (Y, M, D, ID)			Europäisch koordinierte Aufgaben
Grenzkapazitätsmanagement	2003	30 – 80 Mio. EUR	
ITC#	2005	5 - 15 Mio. EUR	
• Regelreservemärkte (Real Time)			Wird von APG bewirtschaftet!
Primärregelung	2010	10 Mio. EUR	
Sekundärregelung	2012	60 - 100 Mio. EUR	
Tertiärregelung	2012	14 - 20 Mio. EUR	
Ungewollter Austausch	2012	5 Mio. EUR	
• Dienstleistungen für Dritte (DSOs, OeMAG)			
Verlustenergiebeschaffung	2011	100 - 130 Mio. EUR	
Windvermarktung	2015	5 - 10 Mio. EUR	
SUMME		rund 300- 350 Mio. EUR	

CACM Verordnung im Überblick

CACM* Guideline – Grobüberblick

14. August 2015 in Kraft getreten, Umsetzungshorizont bis 2020



Capacity Calculation Regions (CCR)

- Bestimmung der Region (Kapazitätsberechnungsregionen), in der die koordinierte Kapazitätsberechnung vorgenommen wird
→ AT in Core (CWE-CEE) und CSE Region
- Von der Zuordnung zur Region abhängig:
Kapazitätsberechnungsmethode (NTC, Flow based).

Common Grid Model

- Europäisches Netzmodell für Übertragungsnetzbetreiber, das für jede Stunde Schätzungen zu Stromerzeugung, Last und Netzstatus einschließt.
- Basis zur Realisierung einer einheitlichen Day-Ahead- und Intra-Day-Marktkopplung.

Bidding Zones

- Gebotszonen, die ein effizientes Engpassmanagement und einen effizienten Markt sicherstellen.
- Gebotszonenüberprüfung hinsichtlich
Netzicherheit, Effizienz, Stabilität, Robustheit.

Übergeordnetes Ziel:

**Market
Coupling
(Day-Ahead,
Intraday)**

Redispatching/Countertrading

- TSOs müssen Redispatching/Countertrading innerhalb der Kapazitätsberechnungsregion koordinieren (für effizientere Kapazitätsvergabe, Vermeidung unnötiger Beschränkungen der grenzüberschreitenden Kapazität ...).

NEMO

- NEMO = Nominated electricity market operator → zentraler Zugang zum Europäischen Day-Ahead- und Intra-Day-Markt.
- 3 NEMOs in Österreich: MNA Proposal als gemeinsamer Vorschlag von APG und DE TSOs und NEMOs für einheitliche Marktschnittstelle zur Vergabe zonenübergreifender Kapazität (Virtueller Hub).

Market Coupling Projekte

- Day-Ahead-Coupling (MRC = Multi-Regionales-Coupling)
→ APG hat Grenze IT bereits integriert (24.02.2015)!
→ APG hat Grenze SI bereits integriert (21.07.2016)!
- Intraday-Coupling (XBID = Cross-Border-Intraday)
→ APG ist aktives Mitglied um das Europäische Intraday Modell zu implementieren.

GL CACM Deadlines in 2015/2016

Deadline Einreichung	Art.	Task (Einreichung bei NRAs (ECA) fristgerecht erfolgt)	Anmerkungen	Verantw.
14.11.2015	15(1)	Vorschlag der TSOs für Capacity Calculation Regions	Genehmigt (17.11.2016)*	All TSOs
14.12.2015	4	NEMO Designation durch ECA	Genehmigt (14.12.2015)	Member State
14.04.2016	45(2) 57(2)	MNA Proposal - gemeinsamer Vorschlag von DE-TSOs, APG und NEMOs für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität	Abänderungsantrag, Anpassungen erfolgt.	(AT/DE/LU TSOs)
14.06.2016	17	Common Grid Model Methodology	Abänderungsantrag, TSOs haben bis 11.03.2017 Zeit	All TSOs
14.06.2016	16	Generation and Load Data Provision Methodology - (Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten für das CGM)	Genehmigt (11.01.2016)	All TSOs
14.08.2016	73	Congestion Income Distribution Methodology	Abänderungsantrag erwartet	All TSOs
14.12.2016	43 56	Methodologies for Scheduled Exchanges (DA+ID)	Unter Begutachtung der NRAs	All TSOs
14.12.2016	69	Day Ahead Firmness Deadline	Unter Begutachtung der NRAs	All TSOs
14.12.2016	59	Intraday Cross Zonal Gate Opening and Closure Time	Unter Begutachtung der NRAs	All TSOs
14.12.2016	45(2) 57(2)	Amended MNA proposal (AT/DE/LU TSOs)	Genehmigung erwartet (14.2.2017)	(AT/DE/LU TSOs)

*) Für die Genehmigung der Regulatoren sind grundsätzlich 6 Monate vorgesehen.

AUSTRIAN POWER GRID AG

GL CACM Deadlines in 2017



Deadline	Art.	Task	Anmerkungen	Verantw.
	44	Fall Back Procedures (Regional Work) <ul style="list-style-type: none"> Core-Region May 2017, Italy North (Konsultation bis 19 Dezember, Einreichung Februar 2017?) 	In Abstimmung bzw. Einreichung	Each TSOs in cooperation with all TSOs of the CCR
14.02.2017*	63	Complementary Regional Auctions (ID) (Regional Work)	(für IT-Grenzen gerade in Ausarbeitung)	NEMOs and TSOs per bidding zone border
14.06.2017	27(1)	CGM: Establishment of European Merging Function	In Ausarbeitung	All TSOs
14.08.2017	55	Intraday Capacity Pricing	In Ausarbeitung	All TSOs
14.09.2017	20(2)	Capacity Calculation Methodology	(Core (CWE+CEE) Projekt)	All TSOs of CCR

*) Für die Genehmigung der Regulatoren sind grundsätzlich 6 Monate vorgesehen.

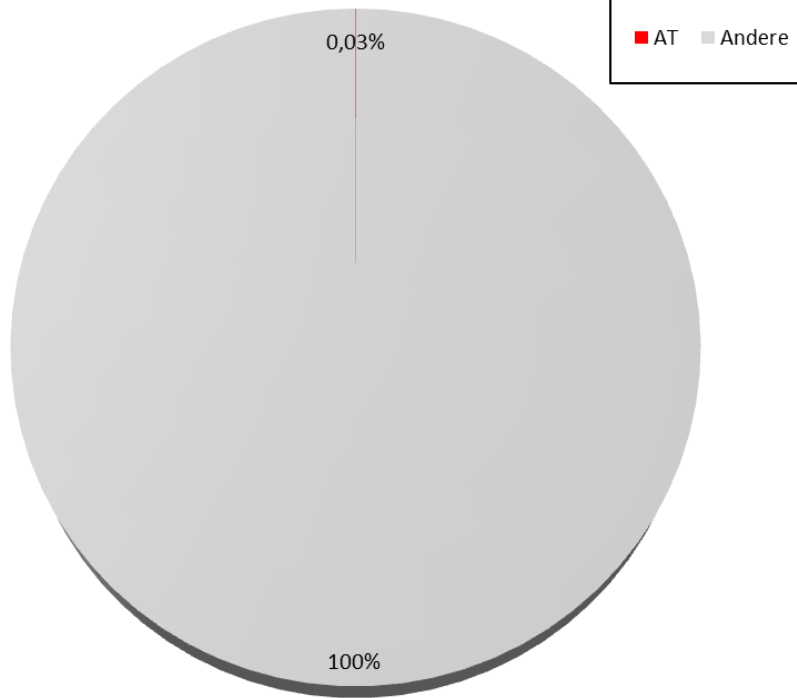
Grenzüberschreitender Stromhandel?

(Kapazitätsauktionen, Market Coupling, Flow-based,...)

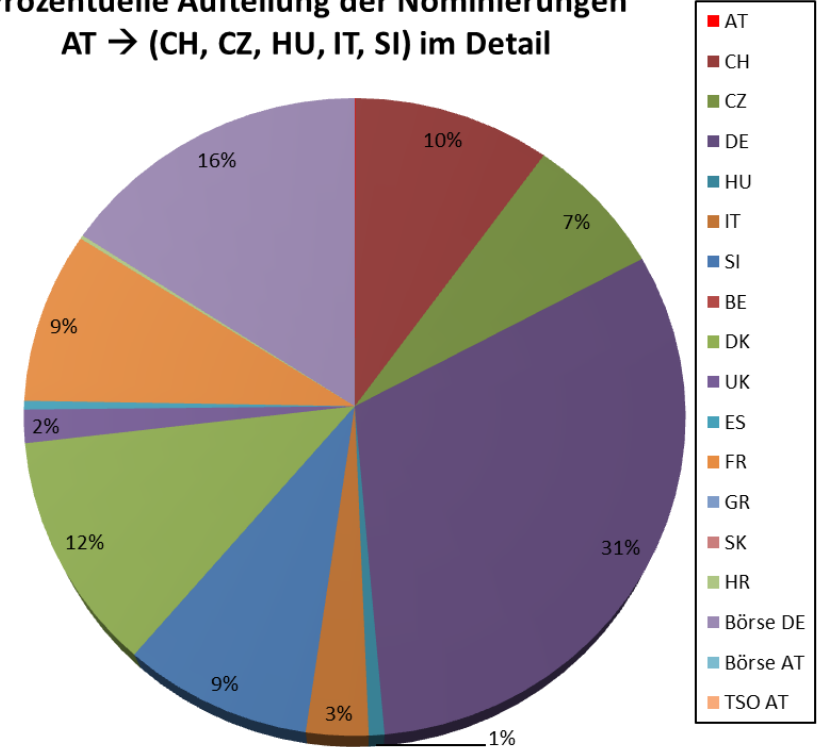
Stromhandel in AT an Übergabestellen mit Engpässen?



Prozentuelle Aufteilung der Nominierungen
AT → (CH, CZ, HU, IT, SI)



Prozentuelle Aufteilung der Nominierungen
AT → (CH, CZ, HU, IT, SI) im Detail



AUSTRIAN POWER GRID AG

Anm.: Beobachtungszeitraum ist November 2016; Darstellung auf Basis manueller Auswertung! Prozentuelle Aufteilung der Nominierungen.

Capacity Calculation Regions (CCRs)

Deadline Einreichung	Art.	Task (Einreichung bei NRAs (ECA) fristgerecht erfolgt)	Anmerkungen	Verantw.
14.11.2015	15(1)	Vorschlag der TSOs für Capacity Calculation Regions	Genehmigt (17.11.2016)*	All TSOs
14.09.2017	20(2)	Capacity Calculation Methodology	(Core (CWE+CEE) (Flow-Based), Italy North (ATC))	All TSOs of CCR

*) Für die Genehmigung der Regulatoren sind 6 Monate vorgesehen.

Capacity Calculation Regions (CCRs)



- Nach der CACM Verordnung müssen in Europa Regionen (Capacity Calculation Regions – CCRs) festgelegt werden, welche koordinierte Kapazitätsberechnungen durchführen.
- **Flow-based** Market Coupling als Zielmodell für CORE CCR.
- ACER Beschluss für CCRs im November 2016:
 - Insgesamt 10 CCRs in Europa
 - AT in Italy North CCR und CORE CCR (CWE+CEE).
 - Grenze DE/AT spätestens bei flow-based Implementierung in CORE CCR.
 - Anm.: Einführung der Grenze DE/AT wird seitens österreichischer Stakeholder kritisiert bzw. mittels Rechtsweg beanstandet.



Italy North CCR (ohne Grenze AT-SI)



Common Grid Model

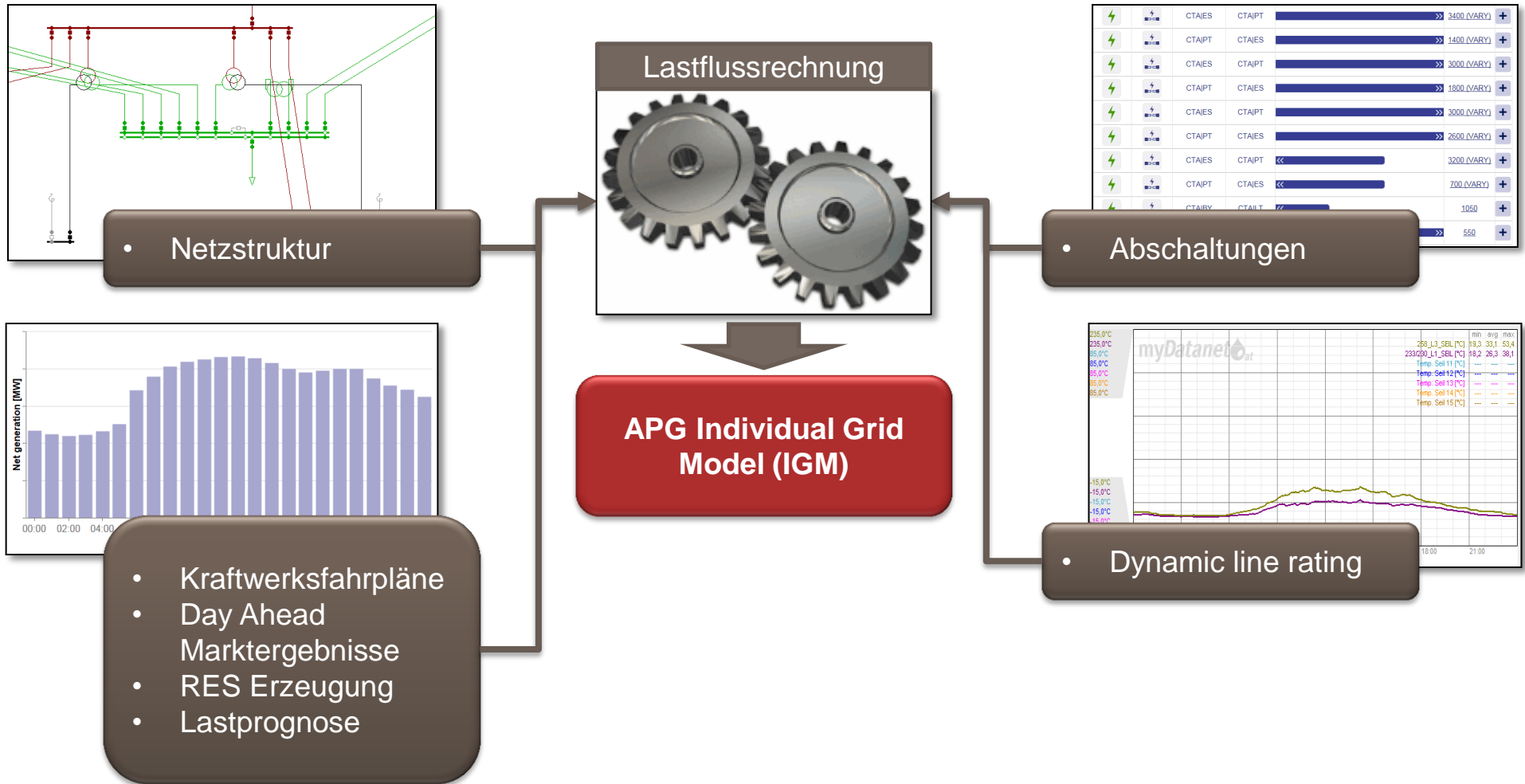
Deadline Einreichung	Art.	Task (Einreichung bei NRAs (ECA) fristgerecht erfolgt)	Anmerkungen	Verantw.
14.06.2016	17	Common Grid Model Methodology	Abänderungsantrag, TSOs haben bis 11.03.2017 Zeit	All TSOs
14.06.2016	16	Generation and Load Data Provision Methodology - (Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten für das CGM)	Genehmigt (11.01.2016)	All TSOs
14.06.2017	27(1)	CGM: Establishment of European Merging Function	In Ausarbeitung	All TSOs

Common Grid Model (CGM)



- Aufbau eines paneuropäischen „Common Grid Models (CGM)“
 - Basierend auf Prognosen:
 - ✓ Netzsicherheitsrechnungen
 - ✓ Redispatch, dt. Netzreserve
 - ✓ Abschaltplanung
 - ✓ Kapazitätsberechnungen an engpassbehafteten Grenzen
 - ✓ Netzausbauplanung
 - Basierend auf Echtzeitsnapshots:
 - ✓ Qualitätsprüfung der Prognosemodelle bei den RSCIs (Regional Security Coordination Initiatives*)
 - ✓ Für weiterführende Analysen (z. B. Ex Post Analysen)
- **Das CGM ist die Basis um je CCR gemeinsame Kapazitätsberechnungen durchführen zu können!**

Erstellung des APG Netzmodells (DACF)



Erstellung des CGM (DACF)

ÜNBs

RSCIs



Model Merging

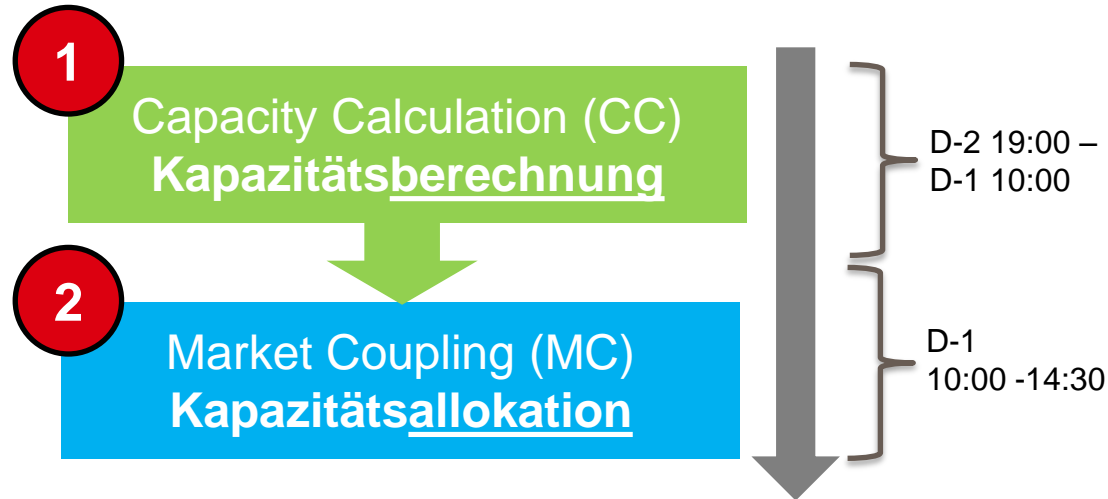


Common Grid Model

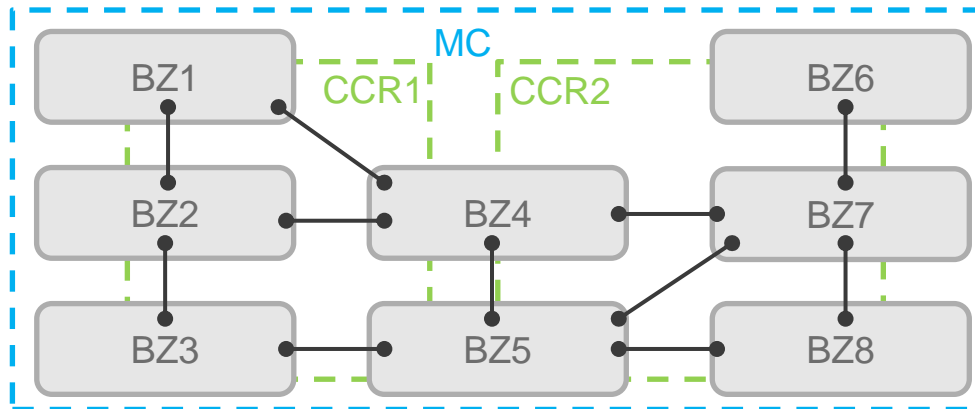
→ Das CGM ist die Basis um je CCR gemeinsame Kapazitätsberechnungen durchführen zu können!

Day-Ahead Market Coupling

Market Coupling („Kapazitätsvergabe“) vs. Kapazitätsberechnung



Kapazitätsberechnung und Market Coupling sind zwei aufeinander folgende, unabhängige Prozesse!



Kapazitätsberechnung und Market Coupling laufen auf unterschiedlichen geografischen Ebenen ab!

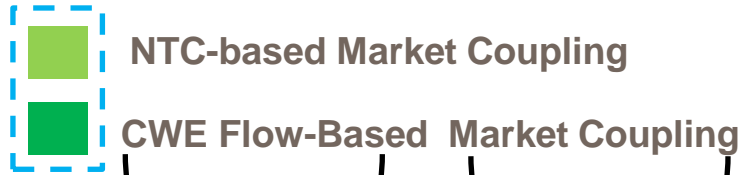
MC... Market Coupling

BZ... Bidding Zone, Gebotszone; einheitliche Preiszone (z.B. DE/AT, Länder, oder mehrere in einem Land)

CCR... Capacity Calculation Region

Market Coupling

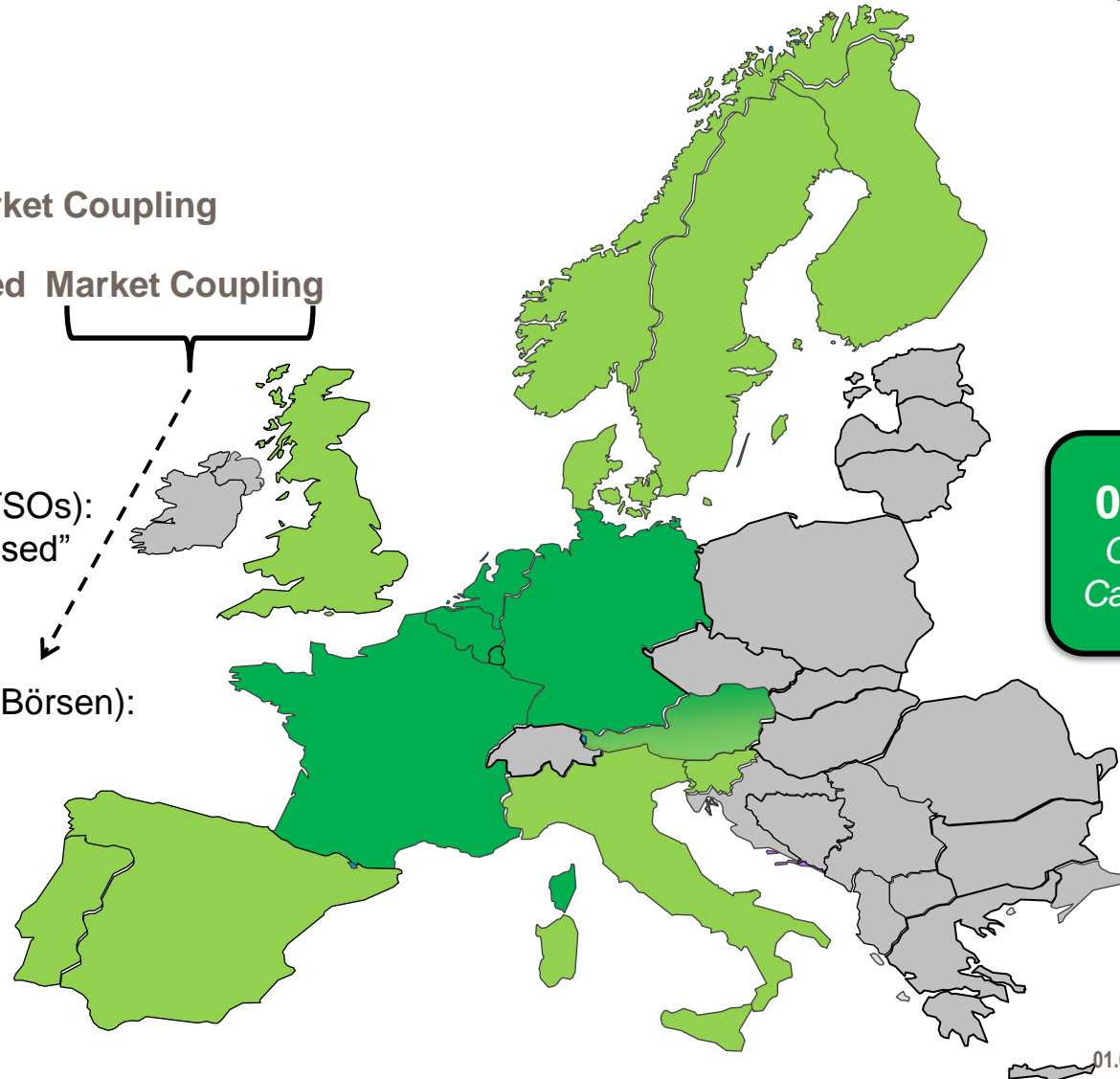
Heutige geographische Ausdehnung



Kapazitätsberechnung (TSOs):
“NTC-based” vs. “Flow-Based”

vs.

Vergabeverfahren (Börsen):
“Market Coupling”

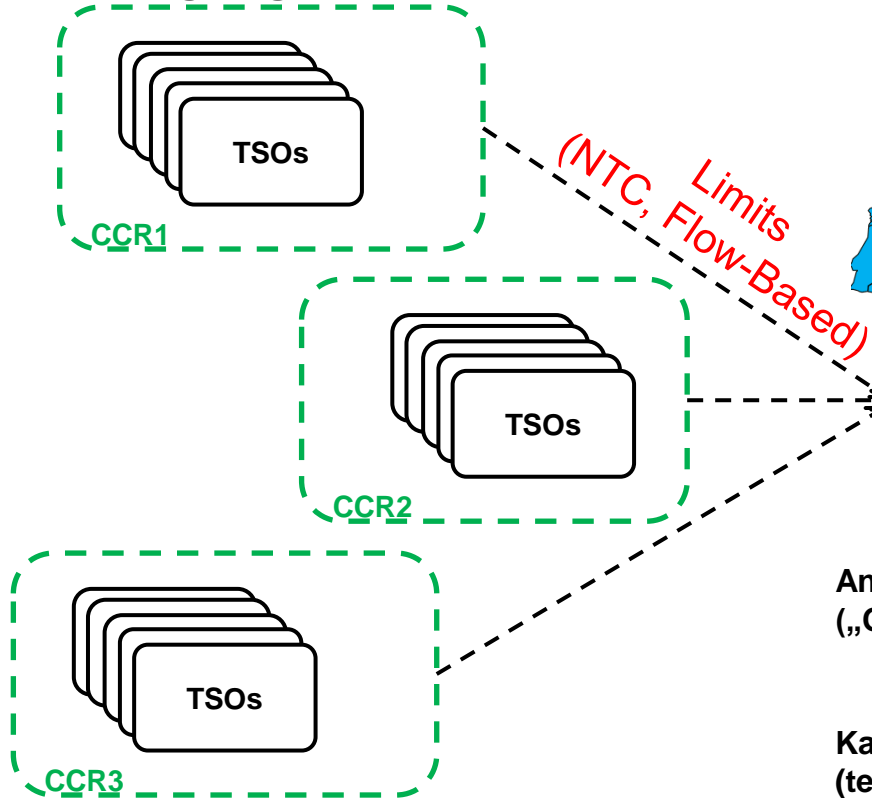


05/2015: MRC
*CWE Flow-Based
Capacity Calculation*

Market Coupling – Überblick

(stark vereinfacht)

„Übertragungsnetzbetreiber“



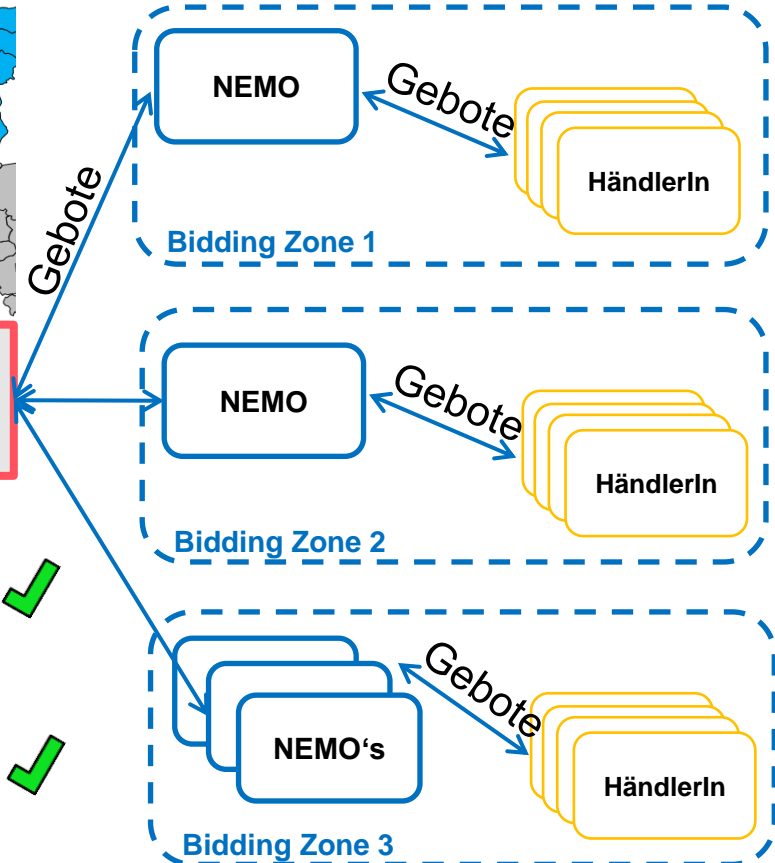
MCO
Market Coupling
Operator

Angebote / Nachfrage
(„Order Books“)

Kapazitäten
(techn. Limits)



„Strombörsen“



MCO... Market Coupling Operator

NEMO... National Electricity Market Operator (in AT: EXAA, EPEX, NordPool)

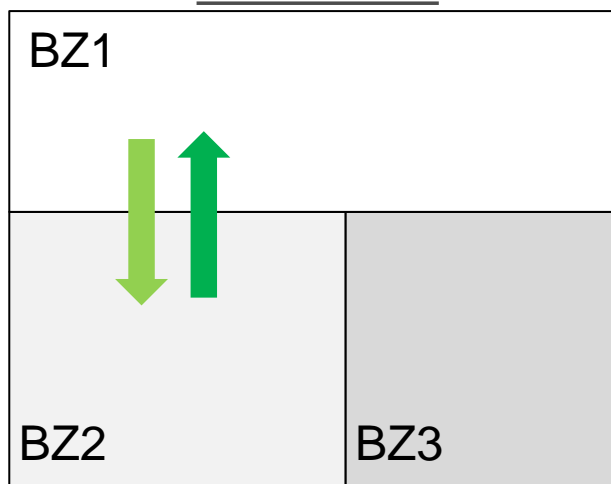
Bidding Zone... Gebotszone; einheitliche Preiszone (z.B. DE/AT, Länder, oder mehrere in einem Land)

CCR... Capacity Calculation Region

Kapazitätsberechnung NTC vs. Flow-Based



NTC vs. Flow Based Verfahren?

NTC / ATC:



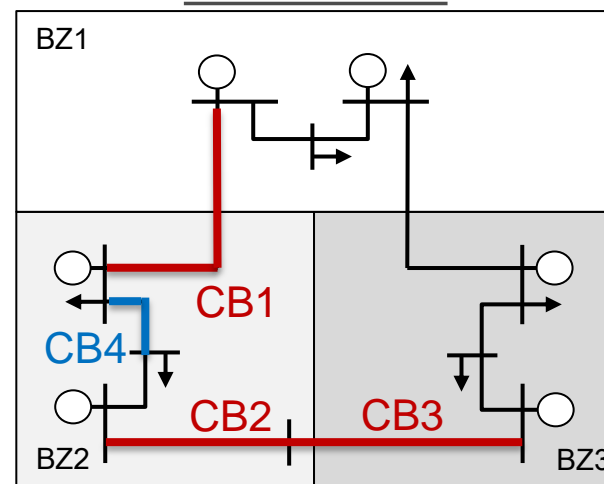
- Einzelne kritische Leitungen bzw. Elemente werden nicht abgebildet!
- Kapazitäten (NTC, ATC) werden je BZ-Grenze (und Richtung) berechnet!

Ergebnis (Bsp.):

BZ1 → BZ2: 300 MW 
 BZ2 → BZ1: 200 MW 

AUSTRIAN POWER GRID AG

Flow Based:

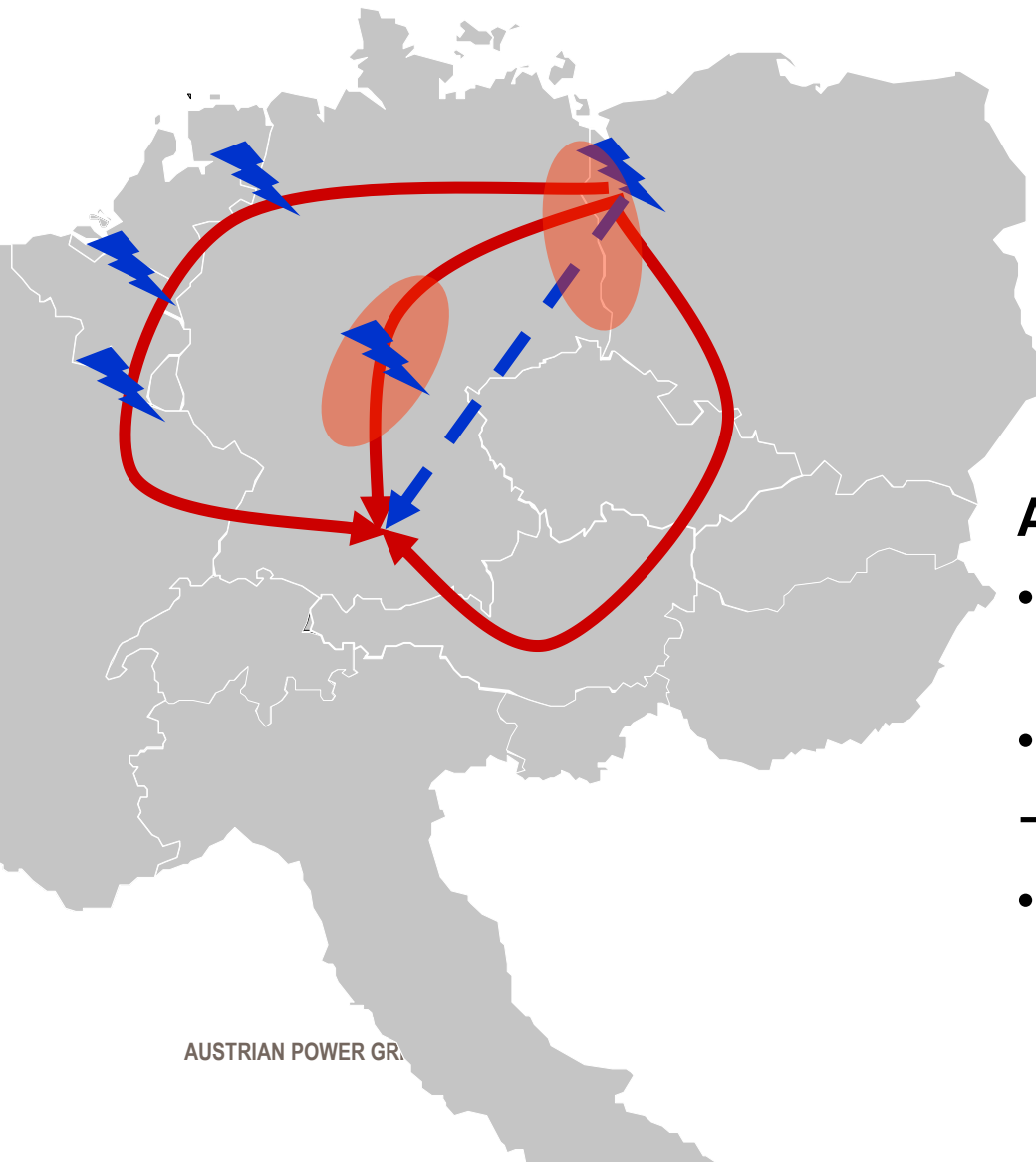


- „Ausgewählte“ kritische Leitungen bzw. Elemente werden als „Critical Branches“ definiert!
- Kapazitäten werden je „Critical Branch“ („CBs“) berechnet!

Ergebnis für CBs („RAM“):

CB1: 500 MW CB2: 300 MW
 CB3: 200 MW CB4: 700 MW
 (cross border und internal)

Handelsflüsse und Stromflüsse – schematische Darstellung



— Kommerzieller Handelsfluss

— Physikalischer Lastfluss

„Schwachstellen,, im Netz

Physikalischer Lastfluss kann
fern des Handelsgeschäftes
Auswirkungen verursachen!

Abhilfe?

- Kapazitäten werden nicht je Bidding Zone Grenze festgelegt.
- Koordinierte Berechnung erfolgt je CCR.
→ Flow-Based Market Coupling!
- **Ziel:** Optimierte Kapazitätsausnutzung!

Was ändert sich mit dem FB Verfahren?



- Flow-based hat den Anspruch, **Handelsflüsse** und **Stromflüsse** näher zusammen zu bringen (→ optimale Systemausnutzung und sicherer Systembetrieb!)
- Starke regionale Koordinierung bei Kapazitätsberechnungen nötig:
 - Leitungsscharfe Berücksichtigung von kritischen Netzelementen „Critical Branches“ (Grenzleitungen als auch interne Leitungen)
 - Komplexerer, von Bidding Zones „unabhängiger“ Ansatz (FB ist näher an Physik – genauerer Input für Market Coupling); **Preisdifferenzen bilden sich aber an den vordefinierten Bidding Zone Grenzen ab!**
- Beispiel CWE:

ATC: 8 Werte (richtungsscharf 4 Grenzen)

Border	ATC (MW) A > B	ATC (MW) B > A
FR<>BE	300	...
BE<>NL	450	...
NL<>DE
DE<>FR



FB: ~ 3000 CBs

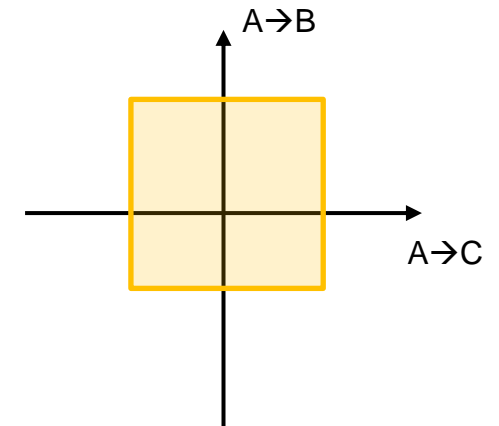
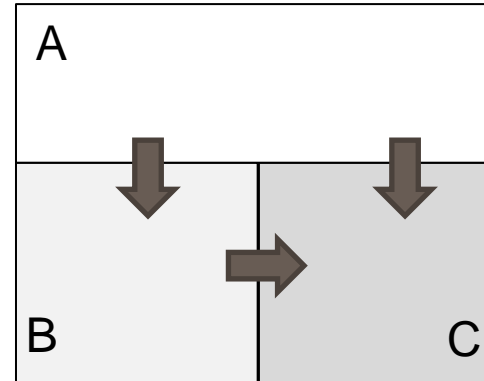
CB	RAM (MW)	PTDFs			
1	150	0,12	0,15	0,20	0,04
2	100	0,05
...	...				
...	...				
3000	210

AUSTRIAN POWER GRID AG

Vergleich NTC vs. FB (PTDF)

NTC/ATC Verfahren:

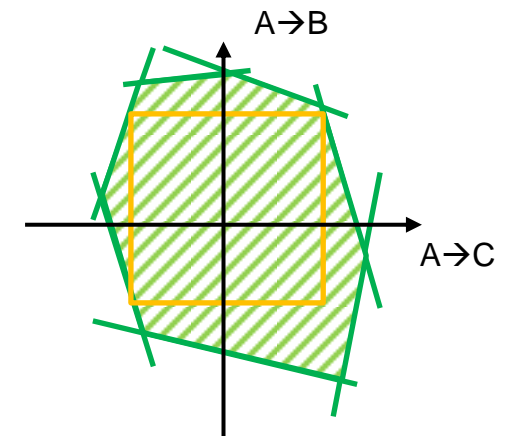
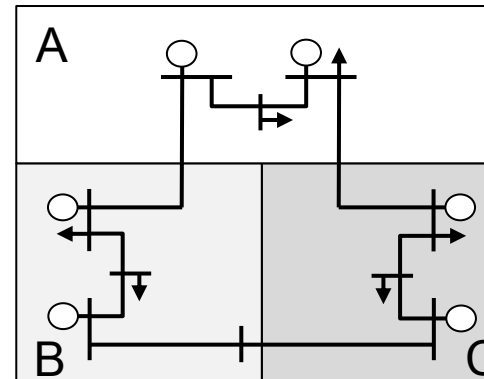
- Starke Vereinfachung von realen Verhältnissen.
- Festlegung von Kapazitätswerten je Grenze, die aber gleichzeitig realisierbar sein müssen.
- NTCs werden von TSOs exAnte festgelegt (Marktwunsch kann divergieren)!



„Feasible Domain“

FB Verfahren:

- Bessere Abbildung der Physik.
- Berücksichtigung der gegenseitigen Abhängigkeit von grenzüberschreitenden Austausch (Austausch $A \rightarrow B$ hängt von Austausch $A \rightarrow C$ ab).
- Kapazitäten werden zum Zeitpunkt der Vergabe durch den Markt festgelegt!



Zusammenfassung

Zusammenfassung



- Mittels der Network Codes bzw. Guidelines (Verordnungen) kommt eine Vielzahl an Weiterentwicklungen, Anpassungen auf uns zu!
 - Die Verordnung CACM regelt die Entwicklungen im Zeitbereich Day-Ahead und Intraday.
 - (Flow-Based) Market Coupling ist das Zielmodell für den europäischen, integrierten Strommarkt für Day-Ahead Bereich!
- Derzeit hat APG zwei Grenzen aktiv im Market-Coupling (AT-IT, AT-SI)
- APG ist mittlerweile in den hoch liquiden CWE–Markt integriert:

Seit November ist APG in alle lastflussbasierten CWE Prozesse eingebunden und vollständiges Mitglied der CWE-Region (als ein TSO der gemeinsamen Bidding Zone DE/AT)!

Stakeholder - Konsultationen

- Vor der Einreichung von Methoden und Geschäftsbedingungen werden diese für mind. 4 Wochen öffentlich konsultiert.



The screenshot shows the ENTSO-E consultation hub website. At the top, there is the ENTSO-E logo and a search bar labeled "Search consultations". Below the header, the main content area has a green background with a chalkboard theme. A large blue box contains the text: "Welcome to the ENTSO-E consultation hub". Below this, it states: "ENTSO-E strongly values stakeholder contributions and feedback. To facilitate this exchange, ENTSO-E holds open, transparent on-line consultations at the early stages of the drafting process on major ENTSO-E work products that impact pan-European energy transmission. These include network codes, Ten-Year Network Development Plans (TYNDP), the annual work programme and various other reports and studies." It then explains how to use the hub: "On this page, you can access details on current and past ENTSO-E consultations. Just click on any open consultation to submit your contribution. Once you have started the process, you can ask the system to send you an email containing a unique link that will let you return to edit and submit your response." A link is provided: "All details about consultations anterior to March 2015 are accessible [on this page](#)." At the bottom, there is a table of open consultations.

Open Consultations	Date Closes
Stakeholder Satisfaction Survey 2016	5 Feb 2017
"FCR cooperation" potential market design evolutions	10 Feb 2017
Harmonised Allocation Rules for long-term Transmission Rights	17 Feb 2017

<https://consultations.entsoe.eu/>