

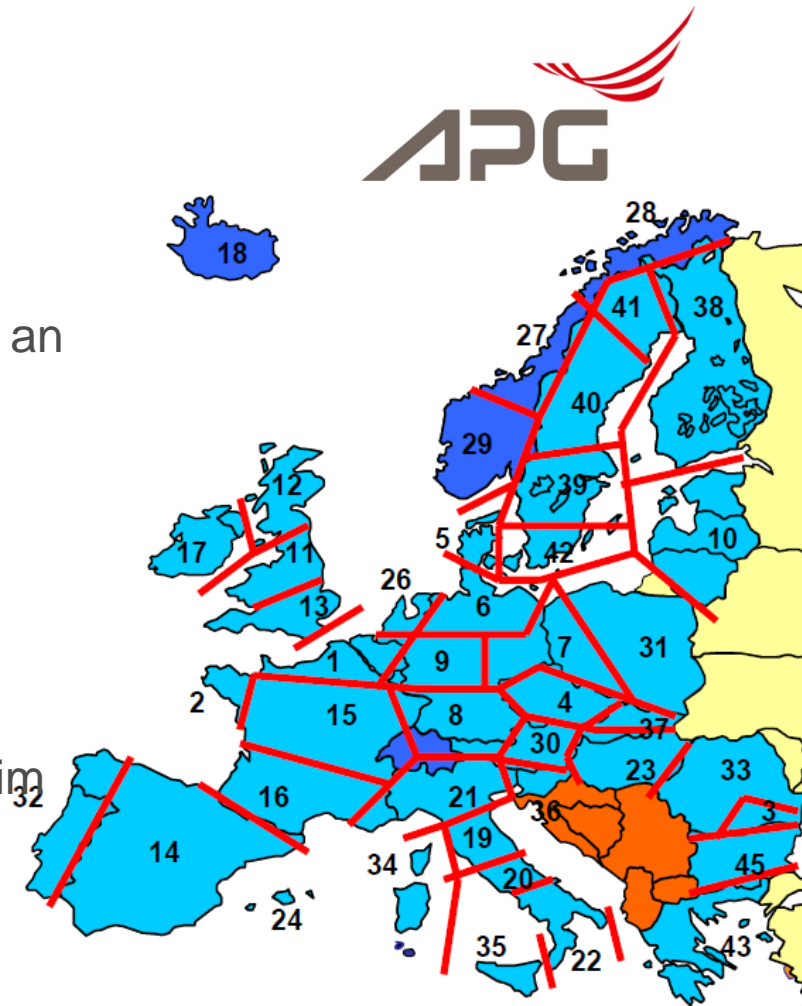


Network Code Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)

Manfred Pils

Ausgangssituation

- Übertragungsleitungen sind nicht für extensiven Stromtransport in Europa ausgebaut – Engpässen an vielen Stellen – **Engpassmanagement** nötig
- Zusätzlich starke Volatilität im Netz durch Erneuerbare – Engpässe wechseln auch während des Tages, zusätzlich Bedarf an **Intradaymärkten** und Fahrpläne anzupassen
- Engpassmanagement und Intradaymärkte derzeit im Rahmen der regionalen Marktgebiete geregelt – führte zu unterschiedlichen Lösungen:
 - Explizite Auktionen (CEE, CSE, SWE)
 - ATC implizite Auktionen (Market Coupling oder Market Splitting) in CWE und NE



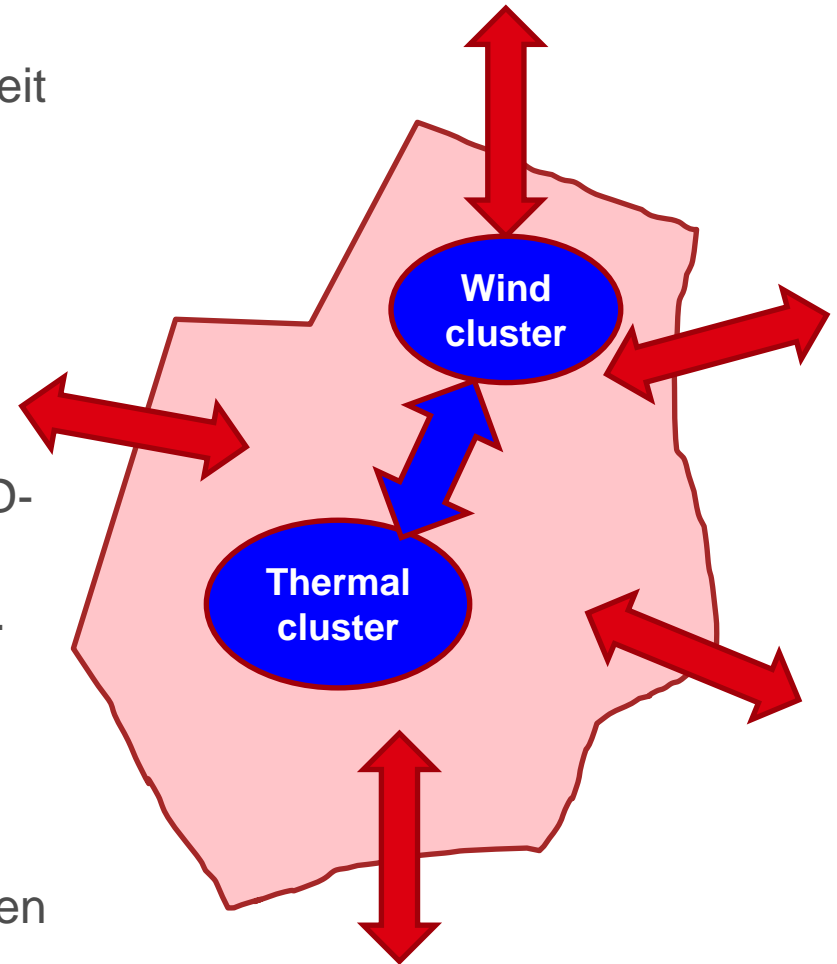
Proposal of prize zones:
Supponen, 2011: „Influence of National and Company Interests on European Electricity Transmission Investments“.

Wesentliche Fragen bei CACM

- Kapazitätskalkulation der Netzbetreiber
 - Regional – Zentral
 - NTC (Net Transfer Capacity) Methode oder FB (Flow-based) Methode?
 - Wieviele netztechnische Maßnahmen (Re-dispatch, Countertrading) sollen schon in die Kapazitätsrechnung einfließen?
 - Abgleich der Kosten für solche Maßnahmen
- Market Coupling und Intraday
 - Wo hört die Zuständigkeit des Netzbetreibers auf, wo beginnt Verantwortung der Strombörsen?
 - Wer trägt welche Risiken – z.B. Firmness von Kapazitäten
 - Welche Institutionen brauchen wir für europaweite Prozesse?
 - Größe der Preiszonen

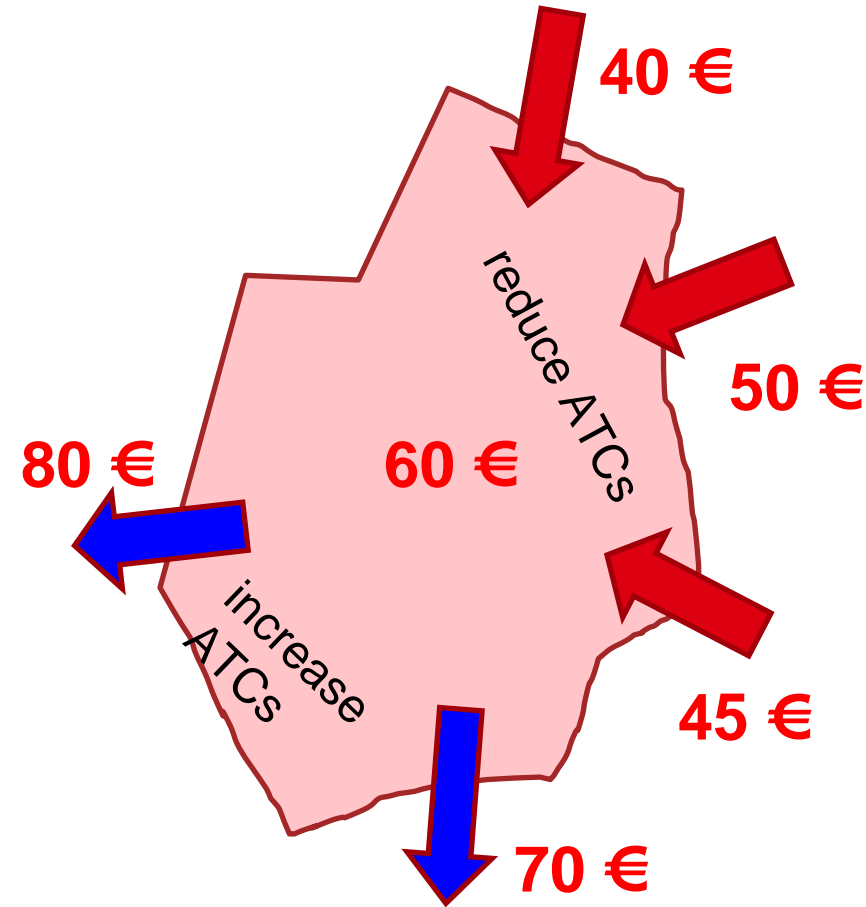
Warum „flow-based“ (FB)? (1/2)

- Zwei wesentliche Gründe für FB Methode
 - Effizienzgrund um höhere Kapazitäten bereit stellen zu können
 - Marktargument um Verzerrung der Energiemärkte zu vermeiden.
- Effizienzgrund:
 - Die derzeitigen ATCs (Available Transfer Capacities) für grenzüberschreitende Kapazitäten werden von d-2 Fahrplänen (D-2CF) abgeleitet
 - Große Verlagerungen von Erzeugung (z.b. Wind) innerhalb einer Zone nach D-2 hat hohen Einfluss auf grenzüberschreitende Flüsse
 - Ohne FB brauchen Netzbetreiber einfach höhere Sicherheitsbänder auf den Leitungen



Warum „flow-based“ (FB)? (2/2)

- Ökonomischer Grund:
 - Bei NTC Methode bestimmen jeweils zwei TSOs an einer Grenze den NTC. Gibt jedem TSO etwas Freiheit, Kapazität im Rahmen der Sicherheitsgrenzen zu verschieben
 - Es besteht die prinzipielle Möglichkeit, dass NTCs zum Schutz der nationalen Erzeugung eingesetzt werden – geringere NTCs an billigen Grenzen, höhere NTCs an teuren.
 - Lastfluss-basierende Methode optimiert im Rahmen der Sicherheitsgrenzen die Kapazitäten gemäß der höheren Wohlfahrt



Große oder kleinere Preiszonen? (1/2)



- Derzeit intensive Diskussion über Größe der Preiszonen (auch gemeinsames Marktgebiet Österreich-Deutschland im Visier einzelner Länder)
- Sicherheitsthematik von der ökonomischen Frage trennen!
- Sicherheitsthematik:
 - Strukturelle Engpässen dürfen nicht auf andere Netze verschoben werden (Extremfall: Schalte eine Leitung bei Überlastung ab, verschiebe die Last auf anderen, ohne die Verursachende Erzeugung einzuschränken).
 - Ziel des Engpassmanagements: Leitungsauslastung zu optimieren, ohne irgendwo im Netz zu Sicherheitsproblemen zu kommen – dort, wo das technisch nicht mehr zu gewährleisten ist, muss Erzeugung reduziert werden – Auktion von Kapazitäten
 - Hat mit Größe der Netze nichts zu tun – Frankreich auch sehr groß – sondern mit der Vermaschung der Netze und der Fähigkeit, innerhalb des Netzes Engpässe zu managen.

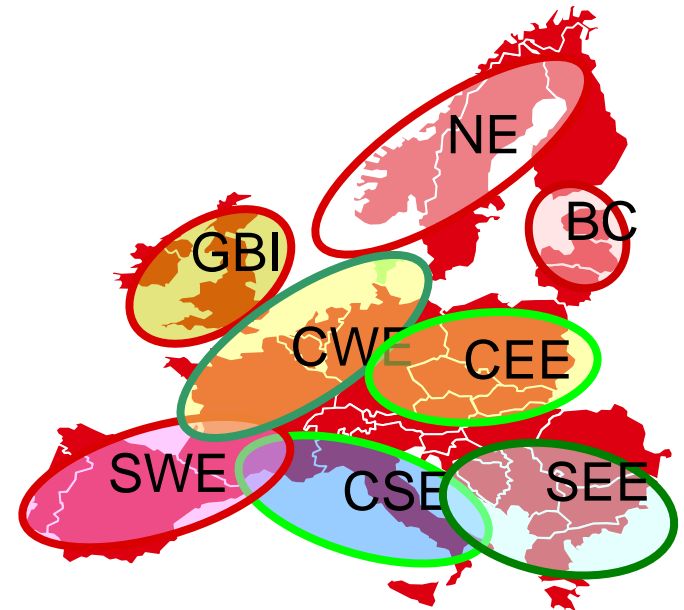
Große oder kleinere Preiszonen? (2/2)



- Ökonomische Thematik:
 - “Billiger Wind” nutzt unsere Netze, Netze stehen nicht mehr vollständig für nationale Erzeugung zur Verfügung
 - “Loop flows” quasi als verbotene, unfaire Ströme definiert
 - Ist aber die gleiche Problematik wie Transitströme – auch da nützen andere Marktteilnehmer das “nationale” Netz, Loop flows (Maschenströme) nur eine Sonderform davon.
 - Die Vermeidung oder Abdrängung von “Fremdströmen” ist der Tod des europäischen Strommarkts
 - EU hat dazu die sogenannte Inter TSO Compensation eingerichtet – Kostenausgleich – der interessanter Weise von vielen betroffenen TSOs in der Vergangenheit blockiert wurde.

Das Europäische Zielmodell

- Drittes Energiepaket soll bei 2014 umgesetzt werden
- Die derzeitigen regionalen Märkte (siehe Grafik) sollen stufenweise in einen einheitlichen europäischen Energiemarkt übergeleitet werden:
 - Ein europäischer impliziter Marktmechanismus für den D-1 Markt (Single price coupling)
 - Langfristkapazitäten (als physische oder finanzielle Produkte) in einem Auktionshaus konzentriert
 - Eine Intraday-Plattform für impliziten Intradayhandel
 - Grenzüberschreitende Regelenergiemärkte
- **Network Code CACM regelt nun europäischen D-1 Markt und Intradaymarkt**



Overlapping Regional Markets may lead to inconsistent solutions

CWE: FR, BE, NL, DE, AT

CEE: AT, DE, PL, CZ, SK, HU, SLO

CSE: IT, FR, CH, DE, AT, SLO

Wesentliche Punkte des NC CACM

- **Methode der Kapazitätskalkulation**

- Koordiniert zumindest auf regionaler Ebene als Übergangslösung
- Europaweite Methode (single methodology) für Bestimmung Sicherheitsbänder (security margin), Sicherheitsbedingungen (constraints, n-1); Erzeugungsverlagerung (generation shift key); Einbeziehung netztechnischer kostenneutraler Maßnahmen (non-costly remedial actions); europaweites Netzmodell (common grid model).
- Grenzüberschreitendes Re-dispatching und Countertrading vorbereiten (Angebote von Marktteilnehmern)
- Lastfluss-basierende Methode für engvermaschtes Netz, koordinierte NTC Methode in anderen Fällen zulässig, gemeinsame Kapazitätskalkulation für gesamte lastfluss-basierende Domain nötig
- Festlegung von Marktgebiete (bidding zones) alle zwei Jahre überprüfen

Wesentliche Punkte des NC CACM

- **Methode der Kapazitätsallokation**
 - Single Preiscoupling
 - Festlegung der Funktionen und Verantwortlichkeiten Strombörsen, TSO
 - Festlegung des Algorithmus, Produkte, Gate closure etc.
 - Fallback-Prozeduren
 - Veröffentlichung
- **Intraday**
 - Funktionen und Verantwortlichkeiten
 - Fortlaufender impliziter Handelsmechanismus (OTC nur in Übergangsphase)
 - Europäisches Shared Order Book Funktion (SOB)
 - Europäisches Capacity Management Module (CMM)
- **Allgemein:**
 - Kosten, Firmness, Force Majeure, Congestion Income distribution

Stand NC CACM

- Code ist im wesentlichen fertig und steht vor Beschlussfassung in ENTSO-E
- Wird dann in die öffentliche Konsultation gegeben – April
- Danach Verarbeitung der Einwände, Kommentare
- Fertiger Entwurf an ACER im September zu erwarten

Danke!

Manfred Pils
Director Markets and Regulation
Austrian Power Grid
Manfred.Pils@apg.at