

Market Coupling

Stromübertragungsnetze sind wichtige Infrastruktureinrichtungen, die stabile Verbindungen auch über Grenzen hinweg in andere Länder sicherstellen. Über Leitungen des Übertragungsnetzes fließt Strom u.a. auch in andere Länder bzw. Regionen. Hier kann es wie auf Autobahnen zu „Staus“, sogenannte Engpässe, kommen. Der österreichische Übertragungsnetzbetreiber, die Austrian Power Grid AG APG, arbeitet seit Jahren gemeinsam mit den anderen Europäischen Übertragungsnetzbetreibern daran, die nationalen Märkte zu koppeln und einen gesamteuropäischen Strommarkt zu schaffen. Ein gesamteuropäischer Markt soll eine stabile Versorgung der Verbraucher zu fairen Preisen gewährleisten.

Market Coupling – Warum?

Teure Nachfrage in einem Land kann theoretisch durch die günstigere Erzeugung in einem anderen Land bis zu einem gewissen Teil abgedeckt werden. Dieser Effekt ist jedoch durch die zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten begrenzt. Würden unbegrenzte Kapazitäten zwischen zwei Regionen bestehen, würde komplette Preisgleichheit erreicht werden. Da die Übertragungskapazitäten allerdings begrenzt sind, kommt es zu Preisdifferenzen in den unterschiedlichen

Märkten. Das Market Coupling, sprich die Kopplung verschiedener nationaler oder lokaler Strommärkte hat das Ziel, eine effiziente Vergabe der Übertragungskapazitäten und eine gleichzeitige Optimierung der Wohlfahrt sicherzustellen, indem die verfügbaren Übertragungskapazitäten und die elektrische Energie gemeinsam gehandelt werden, und nicht getrennt voneinander wie bisher.



Abbildung 1: Pan-Europäisches Market Coupling
(Multi Regional Coupling MRC)

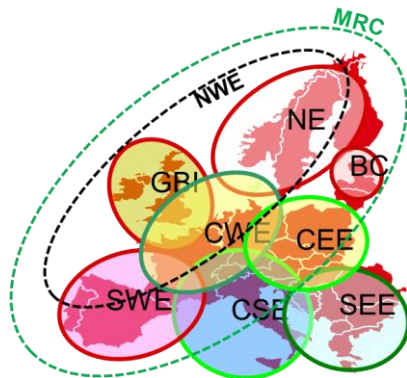


Abbildung 2:
Market-Coupling Projekte

Die APG als wichtiger Teil Europas

Österreich war über die gemeinsame Preiszone Deutschland-Österreich bereits in das Multi Regional Coupling MRC Market Coupling eingebunden. MRC ist im Mai 2014 als Erweiterung des Nord-West-Europäischen NWE Market Coupling in Betrieb gegangen und fungiert als Pilotprojekt für die Umsetzung des European Single Price Coupling auf der Day Ahead Ebene. Seit Februar 2015 ist Österreich, durch die Erweiterung von MRC um die norditalienischen Grenzen auch operativ in diesem pan-Europäischen Coupling eingebunden. Des Weiteren arbeitet die APG intensiv an dessen Erweiterung. Aktuelle Projektpläne sehen eine Integration der gemeinsamen Grenzen mit Slowenien und der Schweiz in nächster Zukunft vor. In welchem Zeitraum die restlichen Grenzen integriert werden können, ist zurzeit in Planung.

Marktkopplung (Market Coupling)

Preiskopplung

Bei der Preiskopplung berechnet ein zentrales System anhand aller verfügbaren Informationen (d.h. verfügbare Übertragungskapazitäten und Auftragsbücher der Strombörsen einer gekoppelten Region) sowohl die Marktpreise als auch die Handelsvolumina.

Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (Flow Based Capacity Calculation)

Diese Kapazitätsberechnungsmethode kann mit dem Market Coupling kombiniert werden. Dabei werden den Strombörsen von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) die Übertragungskapazitäten mittels eines detaillierten Netzmodelles zur Verfügung gestellt. Dadurch kann die Übertragungskapazität vom Markt effizienter genutzt werden. Bisher üblich war aber eine weniger komplexe Kapazitätsermittlung die rein auf die Übertragungskapazität der grenzüberschreitenden Transportleitungen gestützt war.

Allokationsarten

Explizite Aallokation

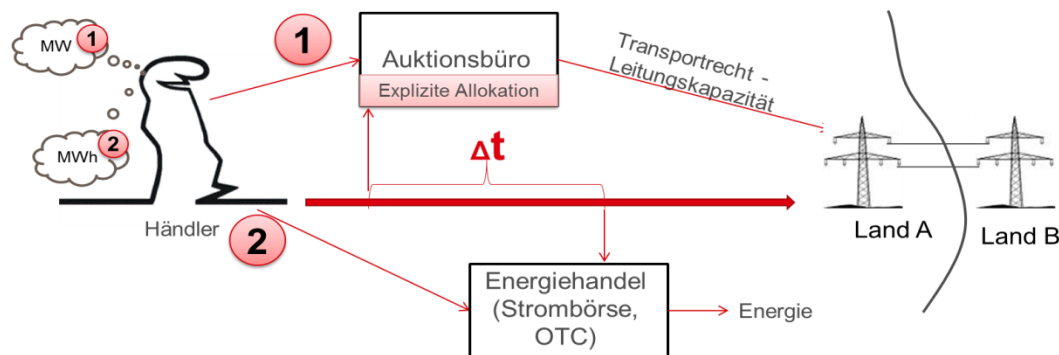


Abbildung 3: Explizite Allokation – Status Quo (APG)

Die explizite Allokation stellt den bisherigen Status der Vergabe von grenzüberschreitender Kapazität dar. Dabei werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten und der Strom zeitlich getrennt voneinander gehandelt. Die Kapazitäten werden grundsätzlich in verschiedenen Zeithorizonten in Jahres-, Monats- und Tagesauktionen versteigert.

Da beide Produkte (Übertragungskapazität und Energie) in unterschiedlichen Mechanismen zeitversetzt versteigert bzw. gehandelt werden, kann dies eine ineffiziente Ausnutzung der Übertragungskapazitäten mit sich bringen (z.B.: können langfristig Grenzkapazitäten gekauft werden, welche dann nicht benötigt oder ineffizient genutzt werden).

Implizite Allokation

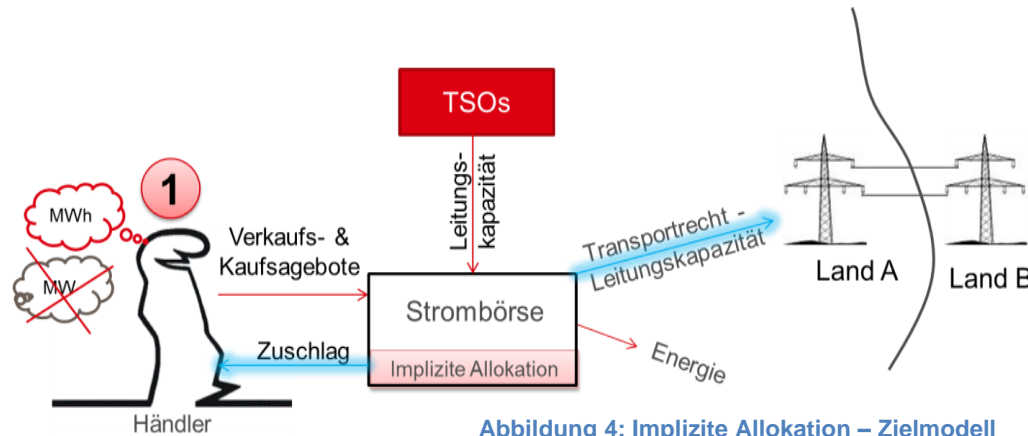


Abbildung 4: Implizite Allokation – Zielmodell

Bei der impliziten Allokation werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten und die Energie in einem Schritt gemeinsam gehandelt. Diese Allokation findet mit einem Vorlauf von einem Tag (Day-Ahead) statt.

Die Übertragungskapazitäten werden direkt (implizit) in den Energiehandel für den nächsten Tag einbezogen, wodurch die Marktteilnehmer nicht mehr extra die Übertragungskapazitäten von den ÜNBs erstehen müssen wie es bisher bzw. im expliziten Ansatz gewesen ist.

Die implizite Allokation gewährleistet zudem, dass der Strom von Niedrigpreisgebieten in Hochpreisgebiete fließt, und weiters zu vermehrten Preiskonvergenzen führen kann.

Market Coupling beschreibt ein Strommarktsystem für Day Ahead-Geschäfte an dem nicht nur Strombörsen und Übertragungsnetzbetreiber beteiligt sind, sondern verschiedene Parteien wie nationale und europäische Institutionen, Energieunternehmen und nicht zuletzt die einzelnen Marktteilnehmer.

Funktionsweise des Market Couplings

1. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) senden Informationen über ihre verfügbaren Kapazitäten an die lokale Börse.
2. Diese leitet die verfügbaren Kapazitäten und die lokalen Gebote (Auftragsbücher) an das zentrale Market-Coupling-System weiter.
3. Vor dem Day-Ahead Handel werden die Informationen über die verfügbaren Grenzkapazitäten veröffentlicht.
4. Auf Basis der verfügbaren Übertragungskapazitäten und anderen Faktoren (z.B. Wettervorhersagen,...) bestimmen die Marktteilnehmer ihre Gebote. Die Gebote bestehen aus einer Kombination von Preisen [€] und Volumina [MWh].
5. Das zentrale Market-Coupling-System berechnet anhand der verfügbaren Übertragungskapazitäten und der Kauf- bzw. Verkaufsgebote der jeweiligen Strombörsen die Preise und die zu importierenden bzw. zu exportierenden Mengen für den jeweiligen lokalen Markt. Die berechneten Preise und Mengen stellen das Optimum in der Market Coupling Region dar. Damit wird eine maximale Preisharmonisierung erreicht, da der Strom immer in die Richtung mit dem größten wirtschaftlichen Nutzen fließt.
6. Nachdem das zentrale Market-Coupling-System das Optimum berechnet hat, ermitteln die lokalen Strombörsen die Ergebnisse für jeden Marktteilnehmer.

Die 3 Phasen des Market Couplings: Pre-Coupling, Coupling und Post-Coupling

Das Day-Ahead Market Coupling ist grundsätzlich in 3 Phasen gegliedert. In der ersten Phase dem Pre-Coupling werden die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten berechnet, an die Strombörsen weitergeleitet und veröffentlicht.

In der Coupling-Phase werden dann Energiemengen – mit der Restriktion vorhandener Engpässe – von den Marktteilnehmern über die Strombörsen europaweit gehandelt.

Nach Abschluss des Handels kommt es zur dritten und letzten Phase, dem Post-Coupling. Hier wird das Clearing & Settlement, sprich die Abwicklung & Abrechnung des Market Coupling Prozesses grenzgenau durchgeführt.

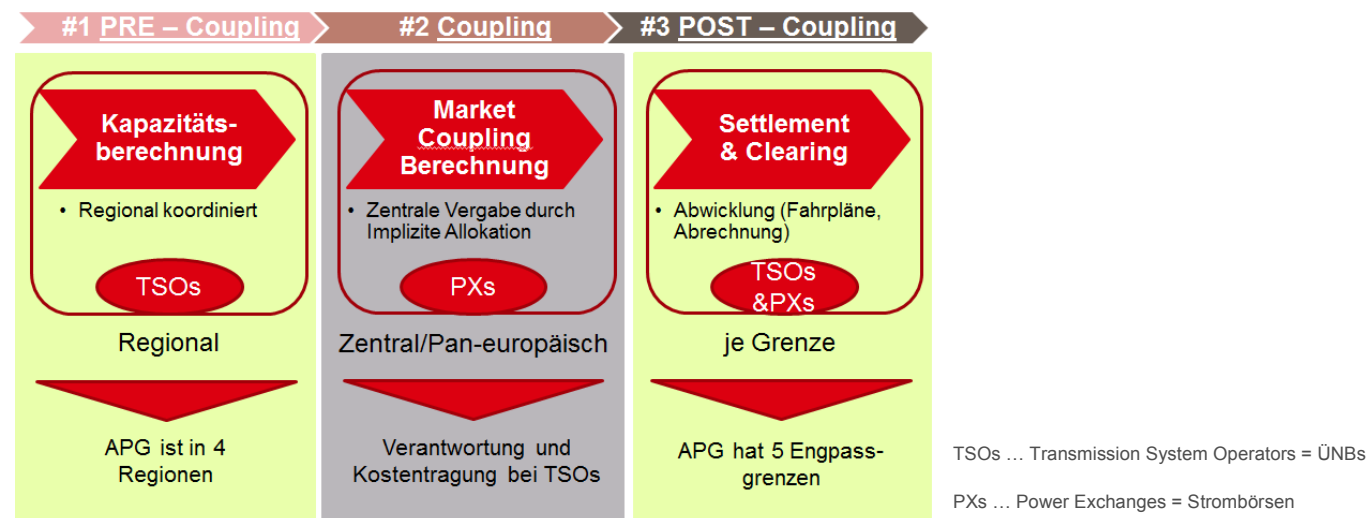


Abbildung 5: 3 Phasen des Market Couplings

Wohlfahrtsgewinne – Wohlfahrtsverluste



Abbildung 6: Grenzüberschreitende Kapazitätsnutzung

Das wohl wichtigste Argument für die Einführung des Day Ahead Market Couplings ist die pan-Europäisch gesamtwirtschaftliche Betrachtung des Strommarktes, welche zur Minimierung von Ineffizienzen und zu einer Erhöhung der Gesamtwohlfahrt führt.

Dies ist in der nachfolgenden schematischen Darstellung (Abbildung 8) von Angebot und Nachfrage zweier angrenzender Strommärkte dargestellt. Darin werden, durch eine optimierte Ausnutzung der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten bei gekoppelten Märkten, Preisunterschiede minimiert und somit wirtschaftliche Ineffizienzen abgebaut was wiederum zu einer Wohlfahrtsoptimierung des gesamten Systems führt.

Die Wohlfahrt wird wirtschaftlich ausgedrückt durch die Summe dreier Komponenten bestimmt. Erstens die Konsumentenrente, zweitens die Produzentenrente und drittens die Engpasserlöse (durch die ÜNBs).

Durch das Aufsummieren dieser drei Bestandteile wird die Gesamtwohlfahrt ermittelt. Das Market Coupling verspricht eine Steigerung dieser, vor allem durch den Abbau ineffizienter Kapazitätsvergaben welche teilweise eine gegensätzlich gerichtete (oder spekulative) Nutzung von grenzüberschreitenden Kapazitäten beinhaltet hat.

Diese Tatsache ist durch die nebenstehende und die nachfolgenden Abbildungen verdeutlicht.

Vollständig halber ist anzumerken, dass das Market Coupling nicht immer, und vor allem nicht gleichzeitig, bei allen drei Komponenten der Wohlfahrtsberechnung zu positiven Effekten führt, sondern, dass lediglich durch das Zusammenwirken der verschiedenen Faktoren dieser der gewünschte Effekt für das gesamte System erreicht werden kann.

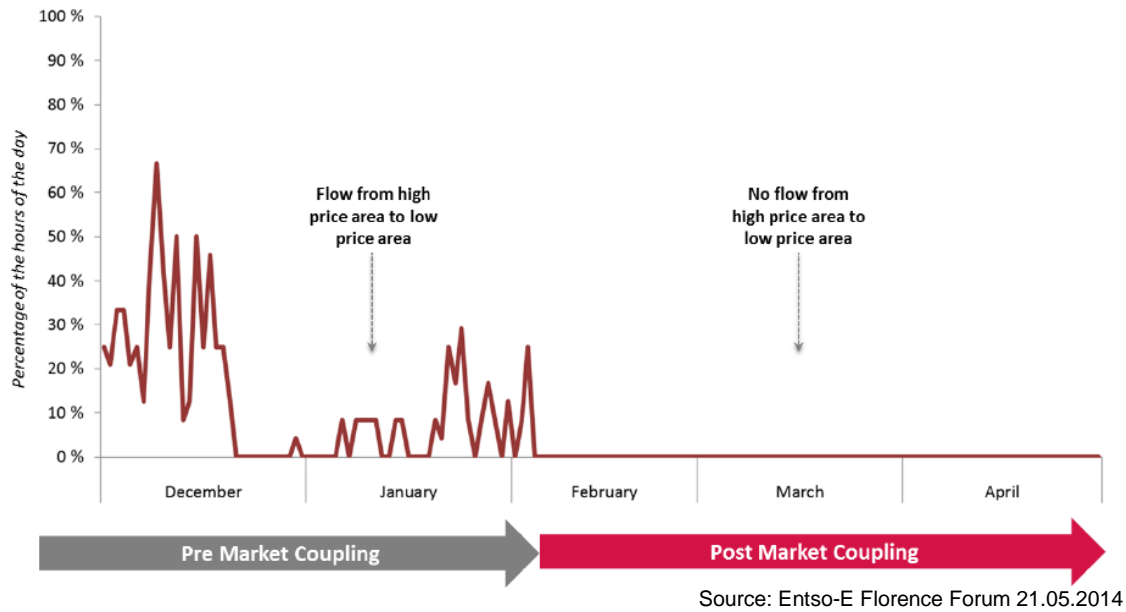


Abbildung 8: Kapazitätsauslastungsoptimierung

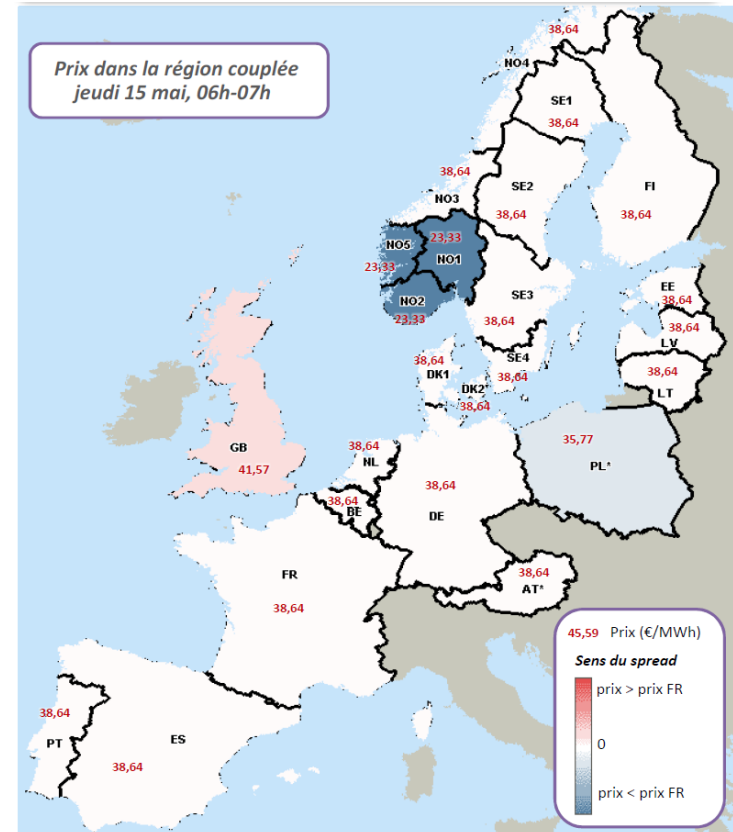


Abbildung 9: Preisangleichung im MRC Raum

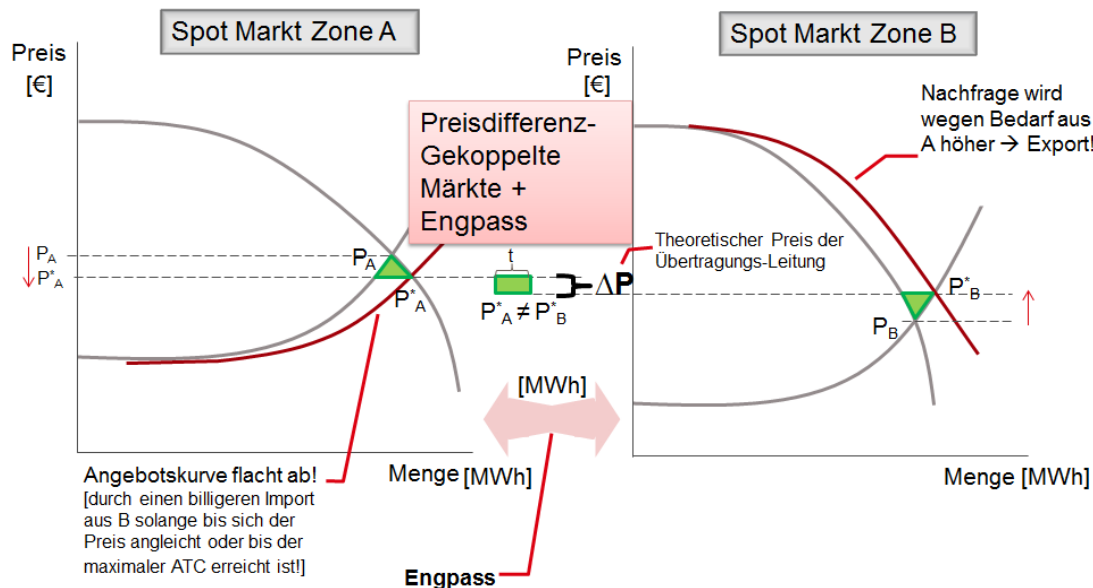


Abbildung 7: Angebot und Nachfrage in 2 gekoppelten Märkten

Zusatzinformation I

Akteure des Market Couplings

Damit das Market Coupling funktionieren kann ist es erforderlich, dass unterschiedliche Akteure miteinander bestmöglich kooperieren. Neben den Marktteilnehmern, die Energiemengen entweder selber zur Verfügung stellen oder Nachfragen, sind es auch die Systembereitsteller und –dienstleister die in den vorgegebenen Rahmenbedingungen die gewünschten Abläufe erst ermöglichen. Nachfolgend eine kurze Auflistung einige der relevantesten Akteure und den Funktionen welche diese einnehmen.

Akteure	Funktionen	Beispiele
TSOs (ÜNBs) Übertragungsnetzbetreiber	Betreiber des nationalen Übertragungsnetzes (natürliches Monopol)	APG
Börsen	NEMO (Nominated Electricity Market Operator), <i>PMB (PCR Matcher/Broker)</i> ,	Epex Spot, EXAA, GME, NPS
Auktionshäuser	CID (Congestion Income Distributor),	CASC, CAO, (in Zukunft JAO)
Clearinghäuser	CCP (Central Counter Parties // zentrale Vertragspartner), teils auch als Shipping Agent ("Spediteur") fungierend, ...	EEC, österr. Kontrollbank
TSO Common System	Gemeinsame Entität einiger ÜNBs für diverse Kapazitätsberechnungsbezogene Aufgaben	TSO CS
CORES Coordination of Electricity System Operators	Dienstleister für TSOs	
TSC TSO Security Cooperation	Dienstleister für TSOs	
PMB (PCR Matcher/Broker)	Market Coupling Operator [PCR Price Coupling of Regions – Gemeinsame Entität der Börsen auf welchem der Market Coupling Algorithmus namens Euphemia läuft]	

Tabelle 1: Ausgewählte Akteure mit Funktionen

Begriffsdefinitionen aus der CACM Guideline (bekannt als Network Code) Capacity Allocation & Congestion Management:

- NEMO Nominated Electricity Market Operator

Ist die Funktion eines Markt-Verantwortlichen die es in jedem Marktgebiet gibt. Diese Funktion wird hauptsächlich von der/den in den jeweiligen Mitgliedsländern tätigen Börse/n übernommen und auf 4 Jahre benannt. Die Hauptaufgabe eines NEMOs ist die Bereitstellung von einem diskriminierungsfreien Day-Ahead (und eines Intraday) Handelsplatzes.

- MCO Market Coupling Operator

Diese Funktion eines Marktkopplungs-Verantwortlichen wird für die optimale und anonymisierte Auswertung von An- und Geboten am Stromhandelsplatz inklusive möglicher leitungsbedingten Engpässe, welcher ein bestimmter Algorithmus hinterlegt ist, benötigt. In der MRC Region wird diese Funktion von dem von den Börsen getragenen PCR Matcher/Broker erfüllt.

- SA Shipping Agent

Diese Funktion des Shipping Agents (Versandbeauftragten, "Spediteurs") kann entweder von den TSOs (oder von den TSO bestimmten Parteien) oder von den zentralen Vertragspartnern CCPs (z.b. ECC) selbst übernommen werden. Die Aufgaben liegen in der Übermittlung von gehandelten Energiemengen zwischen den verschiedenen zentralen Vertragspartnern (CCPs) wie z.b. eben der ECC (European Commodity Clearing AG). Ebenso ist es deren Aufgabe die Engpasserlöse zu sammeln und innerhalb von zwei Wochen an die Verrechnungsstellen weiterzuleiten (= CID).

- CID Congestion Income Distributor

Die Funktion des CID ist es, entstandene Engpass-Erlöse an die davon betroffenen Stellen weiterzuleiten (= TSOs). Für die Funktion des CID wird von den TSOs an die dafür am besten geeignete Stelle beauftragt (zb. CASC / CAO). Die Weiterleitung der Engpasserlöse soll innerhalb von einer Woche geschehen sein.

- CCC Coordinated Capacity Calculator

Diese Funktion des CCC wird vom TSO Common System übernommen welches die gemeinschaftliche Stelle der TSOs darstellt Kapazitäten zu berechnen und zwischen verschiedenen Zonen abzugleichen sowie Fahrpläne zu verteilen.

- CCP Central Counter Party

Die CCPs gehen vertragliche Positionen einerseits mit Marktteilnehmern und andererseits mit den Systembereitstellern welche am Strommarkt beteiligt sind. Die Aufgabe liegt darin, die Abwicklung von finanziellen und physischen Geschäften zwischen den Vertragspartnern durchzuführen. Anders ausgedrückt sind die CCPs die Clearing-Stellen oder Clearinghäuser, minimieren das Kontrahentenausfallsrisiko und gewährleisten somit die Erfüllung von Geschäften in der liberalisierten Stromlandschaft.