

PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE 2009
DEL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI



8 luglio 2010

"Teatro Capranica"
Piazza Capranica, 101
Roma

PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE 2009
DEL GESTORE DEI MERCATI ENERGETICI



8 luglio 2010

"Teatro Capranica"
Piazza Capranica, 101
Roma

PROGRAMMA

10.00 APERTURA DEI LAVORI

Ing. Massimo Guarini
Amministratore Delegato, GME

10.15
PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE DEL GME 2009
Dr. Cosimo Campidoglio
Responsabile Ricerca, Sviluppo e Monitoraggio del mercato, GME

10.45
IL MARKET COUPLING IN EUROPA
Prof. Jean-Michel Glachant
Florence School of Regulation – EUI

LA REALIZZAZIONE DEL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NELL'UNIONE EUROPEA ATTRAVERSO IL "MARKET COUPLING": RUOLO STRATEGICO DELLE BORSE ELETTRICHE

MODERATORE
Dr. Diego Gavagnin
Gruppo Italia Energia

TAVOLA ROTONDA

Ing. Guido Bortoni
Capo Dipartimento Energia, Ministero dello Sviluppo Economico

Ing. Tullio M. Fanelli
Commissario Autorità per l'energia elettrica e il gas

Prof.ssa Leigh Hancher
Tilburg University, Olanda

Prof. Pippo Ranci
Università Cattolica Milano

Prof. Yves Smeers
UCL - Université Catholique de Louvain, Belgio

12.15 CONCLUSIONI DEI LAVORI

Sen. Cesare Corsi
*Presidente X Commissione Industria, Commercio e Turismo
Senato della Repubblica*

PROGRAMME

10.00

OPENING OF THE MEETING

Ing. Massimo Guarini

Chief Executive Officer, GME

10.15

PRESENTATION OF THE ANNUAL REPORT 2009 OF GME

Dr. Cosimo Campidoglio

Director, Research, Development and Market Monitoring, GME

10.45

THE EUROPEAN MENU OF MARKET COUPLINGS

Prof. Jean-Michel Glachant

Florence School of Regulation – EUI

THE ACHIEVEMENT OF THE EU ELECTRICITY INTERNAL MARKET THROUGH MARKET COUPLING: THE STRATEGIC ROLE OF POWER EXCHANGES

CHAIRMAN

Dr. Diego Gavagnin

Gruppo Italia Energia

ROUND TABLE

Ing. Guido Bortoni

Head, Energy Department, Ministry of Economic Development

Ing. Tullio M. Fanelli

Commissioner, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas - Italian electricity & gas regulator

Prof. Leigh Hancher

Tilburg University, Netherlands

Prof. Pippo Ranci

Università Cattolica Milan

Prof. Yves Smeers

UCL - Université Catholique de Louvain, Belgium

12.15

CONCLUSIONS

Sen. Cesare Cursi

*Chairman, 10th Committee Industry, Trade And Tourism
Senate of the Republic*

Jean – Michel Glachant

Direttore della Florence School of Regulation

INTRODUZIONE

Gli scambi di energia elettrica, di qualunque natura (finanziari e fisici), nell'UE hanno raggiunto una quota pari a tre volte i consumi annuali (oltre 8 milioni di GWh negoziati nel 2007, a fronte di 2,7 milioni di GWh di consumi)¹. Dal punto di vista dei mercati fisici, il 10% di tutti gli scambi ed il 30% dei consumi fluiscono sulle borse elettriche (PX). Il mercato tradizionale delle PX² è un mercato d'asta, organizzata ogni giorno intorno alle 12:00 per dare esecuzione alle offerte di energia elettrica con consegna il giorno successivo. Alcune PX hanno anche iniziato ad organizzare contrattazioni nel periodo antecedente la fase del "giorno prima" ("day-ahead"), cioè scambi di prodotti finanziari "futures", e nel periodo successivo³, cioè scambi infragiornerali ("intraday"), ma l'oggetto della presente relazione è il "coupling" delle PX day-ahead di tipo "tradizionale". Il coordinamento day-ahead delle unità di produzione rispetto alla domanda attesa è sempre stato un'attività-chiave del settore elettrico, anche all'epoca delle imprese monopolistiche verticalmente integrate. Questa attività risponde all'esigenza di razionalizzare e rendere più efficiente la molteplicità delle tecnologie di produzione utilizzate per i vari impianti e di diminuire il costo di tenere gli stessi pronti a produrre, senza però arrivare alla potenza ottimale. Tuttavia, il problema essenziale che dobbiamo affrontare oggi non è più quello di sapere come dar vita a mercati locali all'ingrosso nello scenario elettrico post-liberalizzazione. Si tratta, piuttosto, di ampliare i mercati esistenti, locali o regionali, di renderli coerentemente aperti e di procedere al loro allineamento in ambito comunitario, in modo che possano operare senza soluzione di continuità ("seamless") ed avvicinarsi il più possibile ad un unico mercato interno dell'energia (Oggioni e Smeers, 2010).

Per circa 15 anni, sono esistiti nell'UE-15 mercati nazionali, aperti agli scambi di energia in base a norme di accesso alle reti, mentre la formazione dei prezzi sui mercati organizzati è rimasta prettamente nazionale (Glachant e Lévêque, 2009). L'unica eccezione è stata quella dei paesi nordici (Svezia, Finlandia e Danimarca, più Norvegia, che non fa parte dell'UE) – cfr. Moen, J. (2010). In questi paesi, il coupling dei mercati nazionali è stato imperniato su un'unica borsa elettrica, una consociata comune dei gestori delle reti ("TSO") nordici. La borsa in questione gestisce un unico mercato day-ahead dove, in assenza di vincoli di rete, vi è un'unica area di prezzo, mentre, quando si determinano vincoli strutturali di rete, il mercato si separa in più zone. Questo modello è noto come "market splitting".

Successivamente, Olanda, Belgio e Francia hanno dato vita ad un unico meccanismo, meno centralizzato, di determinazione del prezzo, accoppiando le rispettive borse attraverso un algoritmo comune di "pricing" e coordinando la formazione dei prezzi fra le borse stesse. Il successo di questo modello empirico ha fatto sì che venisse individuato come modello UE per gli altri mercati regionali.

¹ Rassegna dei mercati dell'energia all'ingrosso 2008 disponibile su: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies

² Leonardo MEEUS, *Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context?* (FSR Working Paper Series – 2010)

³ La consegna implica l'impegno a prelevare dalla rete o immettere nella stessa una certa quantità di energia elettrica in una data ora ed in una data zona

Tuttavia, Germania e Danimarca hanno sperimentato un contro-modello, nel quale si effettuava il coupling dei "volumi scambiati" che legavano le quantità offerte a quelle richieste sulle due borse, ma si teneva separata la formazione dei prezzi sui due mercati. L'esperimento è pesantemente fallito ed il modello ha ripreso a funzionare soltanto quando sono stati introdotti elementi di "price coupling" (Meeus, 2010).

Attualmente, disponendo di tre modelli fattibili di coupling dei mercati day-ahead, l'UE (o almeno l'UE-15) dovrebbe essere in grado, in tempi brevi, di realizzare questa componente del suo mercato interno (Everis e Mercados, 2009). Restano però ancora aperti ulteriori e numerosi quesiti. Come collegare con successo più mercati regionali in tutta l'UE-15? Come integrare un numero crescente di PX pur con contesti regolatori diversi? In base ad un modello centralizzato, noto come "CMU" ("Central Matching Unit"), si propone di creare un'unica entità pan-europea di trading che – utilizzando un algoritmo che ingloba tutti gli algoritmi delle diverse borse europee, le rispettive offerte ed i limiti di transito trasmessi a tutti i TSO – calcoli prezzi e flussi di transito transfrontalieri per tutta Europa, prevedendo con ciò un'ampia armonizzazione di tutti i quadri regolatori nazionali. Un approccio alternativo è rappresentato dal "PCR" ("Price Coupling of Regions"), in cui viene istituito un meccanismo comune di pricing, fondato sul coordinamento delle PX esistenti nell'ambito di un network decentralizzato, che consente l'accesso alle reti ed il trading, così da mantenere una certa caratterizzazione nazionale, ove richiesto da particolari esigenze a livello locale, come nel caso della Spagna e dell'Italia.

1 – Il market coupling come modello preferenziale per realizzare il mercato interno day-ahead dell'energia elettrica nell'UE

Come è stato osservato presso la "Florence School of Regulation"⁴, il market coupling elimina le inefficienze degli scambi transfrontalieri, internalizzando l'assegnazione della capacità e l'arbitraggio dei prezzi dell'energia nei meccanismi d'asta delle PX che organizzano le contrattazioni a livello nazionale.

Il dibattito nella letteratura si è tradizionalmente focalizzato su aste implicite ed aste esplicite. Secondo Bohn et al. (1983), le aste implicite massimizzano il benessere, mentre Chao and Peck (1996) hanno dimostrato che le aste esplicite non riducono necessariamente il benessere, quando le negoziazioni dei contratti di energia e capacità transfrontaliera avvengono in modo continuo. Gilbert et al. (2004), Parisio e Bosco (2008) ed Ehrenmann e Neuhoff (2009) hanno analizzato la differenza fra aste esplicite ed implicite in condizioni di concorrenza imperfetta, concludendo che le aste implicite riducono il potere di mercato. Hobbs et al. (2005) hanno affermato che può verificarsi il contrario, cioè che, nelle aste implicite, è più difficile controllare i comportamenti abusivi.

A parte il dibattito accademico, passato o presente (Ehrenmann e Smeers, 2005), l'esperienza europea evidenzia sempre più l'inopportunità di accoppiare i mercati con il metodo delle aste "esplicite", cioè assegnando esplicitamente le capacità transfrontaliere ai "trader" prima di aver effettuato l'arbitraggio dei prezzi fra i vari mercati elettrici nazionali. Newbery e McDaniel (2002) rilevano che i prezzi pagati nelle aste esplicite per l'assegnazione dei diritti di scambio fra Francia e Regno Unito sono molto più bassi dei ricavi

⁴ Leonardo MEEUS, *Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?* (FSR Working Paper Series – 2010)

potenzialmente ottenibili con gli scambi transfrontalieri. A conclusioni analoghe sono arrivati Neuhoﬀ (2003) per le aste esplicite fra Germania ed Olanda, e Purchala et al. (2004) per le aste esplicite nel Benelux. Zachmann (2008) conferma tali conclusioni attraverso un'analisi statistica dettagliata sulla mancanza di convergenza dei prezzi in Europa. Frontier economics e Consentec (2004), Turvey (2006), Kristiansen (2007a & b), Creti et al. (2009) e CRE (2009), studiando l'utilizzo delle capacità transfrontaliere alle varie frontiere e in vari periodi, hanno osservato che gli scambi transfrontalieri convergono spesso sulla differenza media fra i prezzi, anche se il differenziale ("spread") fra i prezzi orari tende di frequente verso la direzione opposta. Di conseguenza, le scarse capacità transfrontaliere disponibili sono attualmente sottoutilizzate e, spesso, anche mal utilizzate, allargando gli spread fra i prezzi invece che ridurli.

2 – Il market coupling attraverso il "volume coupling" o "il price coupling" ?

In linea teorica, i mercati elettrici legati attraverso l'interconnessione possono essere accoppiati o attraverso il coordinamento dei volumi di utilizzo della capacità di interconnessione o attraverso un meccanismo più ampio che associa coordinamento dei prezzi e coordinamento dei volumi. Il primo è noto come "volume coupling" o "dome coupling", il secondo come "price coupling" (che effettua il coupling anche dei volumi).

In ambito comunitario, la principale esperienza di volume coupling è stata quella del cavo Kontek, analizzata dalla FSR⁵. In esercizio dal 1995, tale cavo collega la Danimarca orientale (che oggi fa parte dell'area della borsa NordPool) con la Germania. Nel 2005, NordPool ha attuato per la prima volta il meccanismo d'asta implicita sul cavo Kontek, estendendo la sua piattaforma di mercato alla Germania ed entrando quindi in concorrenza, in termini di liquidità, con la tedesca EEX.

Nel 2008, il meccanismo d'asta implicita è stato applicato per la seconda volta sul cavo Kontek, in sostituzione della sua prima versione. NordPool ha chiuso la sua piattaforma di mercato tedesca ed ha cominciato a collaborare con EEX nel quadro di una "joint venture" denominata "European Market Coupling Company" (EMCC). Tale collaborazione prevedeva una procedura di coordinamento, che veniva attivata attraverso l'invio dei "book" di negoziazione da EEX e NordPool ad EMCC. Conseguentemente, EMCC calcolava l'utilizzo ottimale del cavo Kontek. EEX e NordPool aggiornavano poi i book di negoziazione: la borsa importatrice presentava un'offerta di vendita al prezzo di mercato ("price-taking"), mentre quella esportatrice presentava un'offerta di acquisto price-taking. Infine, EEX e NordPool calcolavano indipendentemente i prezzi sui rispettivi mercati. Questa seconda versione di asta implicita sul cavo Kontek ha avuto una durata di soli 10 giorni. Gli "stakeholders" hanno poi impiegato poco più di un anno per predisporre una terza versione di asta implicita sul cavo Kontek, rimandando più volte la relativa data di attuazione. Uno studio condotto da FGH/IAEW (2009) riferisce che l'intento originario era quello di modificare soltanto l'algoritmo, ma che i risultati insoddisfacenti dei test condotti sulla versione migliorata dell'algoritmo avevano portato a modificare anche la procedura di coordinamento. Finalmente, nel 2009, ha visto la luce la terza - e tuttora vigente - versione del meccanismo di asta implicita. Attualmente, l'EMCC (FGH/IAEW, 2009) fornisce assistenza a NordPool per il calcolo dei prezzi per la Danimarca orientale. Quindi, esiste ora un certo grado di coordinamento dei prezzi fra EEX e NordPool, che non era presente nelle due precedenti esperienze.

Le due principali conclusioni alle quali è pervenuto lo studio della FSR svolto da L. Meeus sono le seguenti.

1 - La prima versione del meccanismo di asta implicita sul cavo Kontek ha integrato il pricing delle capacità transfrontaliere con il pricing dei contratti di energia negoziati nelle aste di NordPool. La seconda versione ha fatto un passo in avanti, ottimizzando il "clearing" dei book di negoziazione di NordPool ed EEX, ma le borse hanno continuato a calcolare in modo indipendente i loro prezzi. La terza versione ha compiuto un ulteriore passo in avanti, coordinando, in parte, la fissazione dei prezzi sulle borse, ma era soltanto NordPool che coordinava, mentre EEX continuava a calcolare il prezzo indipendentemente.

2 - La principale evidenza dell'analisi empirica è che la terza versione presenta ancora delle inefficienze, con una perdita di benessere attualizzata di circa 0,5 milioni di euro, ma che la sua "performance" è di gran lunga superiore a quella delle due precedenti versioni, dove la perdita di benessere era rispettivamente di 10 e 28 milioni di euro all'anno. Dunque, la terza versione, tuttora vigente, non ha avuto fortuna, ma ha realizzato un'integrazione parziale del pricing sulle borse interessate. In altri termini, gli stakeholders hanno abbandonato l'approccio del "volume coupling" o "dome coupling" puro, che credevano essere una valida alternativa a quella del "price coupling", più difficile da attuare sotto l'aspetto istituzionale. Le molte iniziative in corso in materia di aste implicite in Europa possono trarre importanti insegnamenti da questa esperienza.

3 – Il market coupling attraverso il "price coupling"?

Il coupling dei mercati può essere effettuato in due modi diversi, il volume coupling ed il price coupling. La differenza principale sta nelle modalità di formazione dei prezzi.

Nel caso del volume coupling, il coordinamento del calcolo di volumi e prezzi è limitato, perchè basato essenzialmente sulle quantità. Il volume coupling consente a coloro che effettuano il coupling ("coupler") di rimanere più indipendenti al momento dell'accoppiamento. Anzitutto, i TSO calcolano la capacità di interconnessione e la comunicano all'attore del coupling. Poi, questa capacità globale viene assegnata ai flussi transfrontalieri in base alla domanda ed all'offerta in ciascuna area di scambio ed ai vincoli sull'interconnessione. Infine, le aree di scambio determinano i rispettivi prezzi zionali, tenendo presente il volume di import/export transfrontaliero che è stato loro attribuito attraverso il meccanismo di allocazione delle quantità.

Nel caso del price coupling, il calcolo dei volumi e dei prezzi transfrontalieri è coordinato attraverso un unico meccanismo; volumi e prezzi sono determinati contemporaneamente e coerentemente. Ciò garantisce la robustezza dei risultati del calcolo. Prezzi e volumi rispondono ad un'unica logica. Tale processo evita disparità di prezzi o di flussi (esportazioni da un'area ad alto prezzo verso un'area a basso prezzo, o differenze di prezzo quando non si è in presenza di congestioni). Ecco perchè il price coupling appare oggi di estremo interesse come strumento sia per allocare capacità di interconnessione e gestire situazioni di deficit di interconnessione sia per aggregare i mercati all'ingrosso, espandendo le dimensioni dell'area di riferimento che determina il prezzo ("price-making").

⁵ Leonardo MEEUS, *Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?* (Op.cit.)

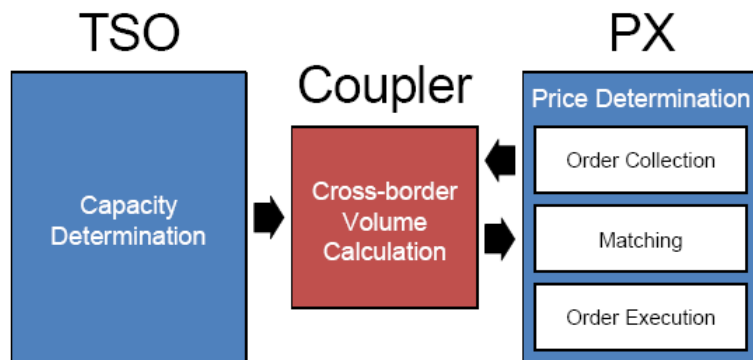
4 – L' "unbundling": l'accoppiamento dei mercati attraverso l'aggregazione dei gestori delle reti e dei gestori del mercato

Il price coupling è il risultato della collaborazione fra due tipologie di attori: i gestori delle reti ("Transmission System Operators" – TSO, che hanno il monopolio della proprietà e della gestione della rete⁶) ed i gestori dei mercati ("Market Operators", che hanno la proprietà o la gestione della piattaforma di mercato, cioè della PX). Il gestore del mercato può essere di proprietà del TSO. Resta il fatto che essi devono separare le loro attività per alcuni buoni motivi, ma soprattutto per scorporare ("unbundling") le attività esercitate in regime di monopolio da quelle basate sui meccanismi di mercato. Vi possono anche essere situazioni di conflitto di interesse quando il TSO è un grosso operatore del mercato (che acquista milioni di MWh di energia sul mercato per far fronte alle perdite di rete o che acquista o vende capacità di interconnessione congestionata attraverso un monopolio di fatto sugli scambi transfrontalieri di energia). Tale separazione non esige l'indipendenza completa delle loro attività, in quanto l'allocazione di capacità sulla rete deve sempre essere adeguatamente accoppiata con il calcolo del prezzo di mercato.

Tuttavia, pur calcolando la capacità disponibile, i TSO non devono assegnarla. Nel caso del cavo Kontek, l'allocazione dei volumi è affidata ad un terzo, ovvero un coupler comune denominato "European Market Coupling Company" (EMCC) – vedi successiva Fig. 1. In un caso tipico di price coupling, l'allocazione dei volumi è realizzata dalla stessa PX, in qualità di unico gestore del mercato – vedi successiva Fig. 2.

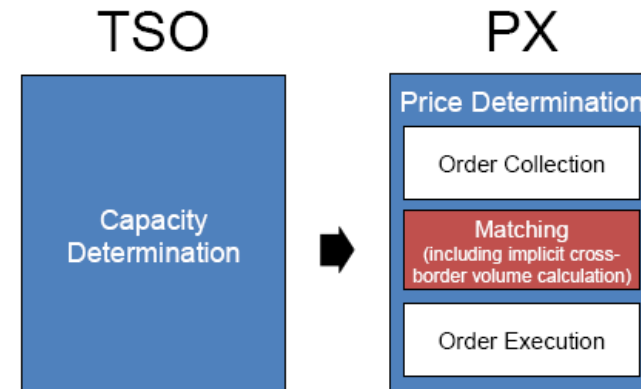
A questo punto, occorre fare un'importante distinzione. Nel modello di volume coupling, i TSO avrebbero potuto assegnare capacità. Si tratta infatti di una funzione legittima dei TSO, purchè venga svolta secondo criteri di non-discriminazione, efficienza e trasparenza. I TSO, invece, hanno istituito un altro soggetto (EMCC) in base ad altre considerazioni commerciali. Al contrario, nel modello di price coupling, i TSO non possono assegnare direttamente capacità agli operatori del mercato, in quanto tale assegnazione è integrata nel meccanismo dei prezzi e tale meccanismo è il nucleo centrale dell'attività della PX in quanto piattaforma di mercato.

Figura 1. Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel volume coupling attuato nel caso del cavo Kontek (Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



⁶ Quando il gestore della rete non ne ha la proprietà, esso è chiamato "System Operator", come è o è stato il caso della Scozia e dell'Italia. La figura del System Operator è spesso presente nelle componenti del sistema elettrico USA che sono basate su meccanismi di mercato.

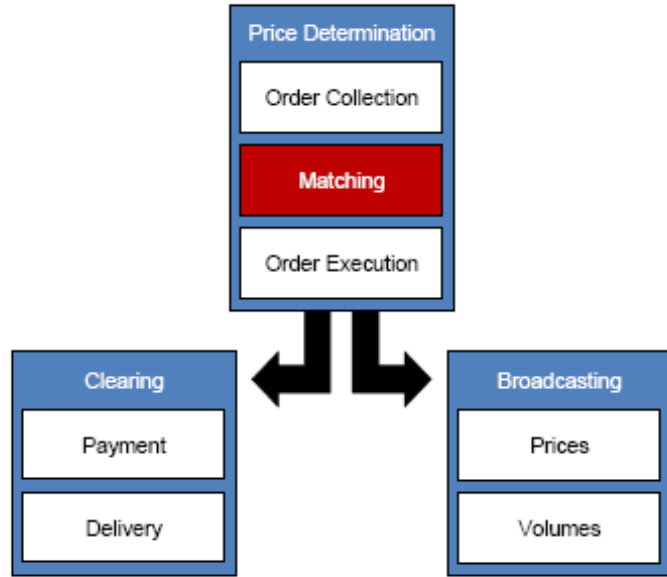
Figura 2. Gestori delle reti (TSO) e gestori dei mercati (PX) nel price coupling (Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



5 – La "governance": il market coupling fra i gestori del mercato

Le PX svolgono almeno tre funzioni fondamentali di mercato: "producono" regolarmente i prezzi; li rendono noti come riferimenti di prezzo; effettuano il clearing delle corrispondenti transazioni. Per produrre regolarmente i prezzi, le PX raccolgono le offerte e le abbinano in base ad un algoritmo predeterminato. Procedono poi all'esecuzione delle offerte di acquisto e di vendita risultanti. Essendo prodotti regolarmente ed in modo predeterminato, questi prezzi dell'energia possono diventare dei riferimenti per il mercato ed essere comunicati ad operatori ed analisti. Questa è una delle maggiori differenze rispetto alle contrattazioni bilaterali, le quali possono difficilmente produrre prezzi di riferimento. Inoltre, le PX centralizzano il market clearing in una controparte designata, che elimina il rischio finanziario di inadempimento insito nelle negoziazioni bilaterali. Ciò determina un'attività finanziaria di richiamo di margine ("margin appeal") e di pagamento attraverso bonifici bancari, che rappresenta una parte molto consistente dell'attività effettiva delle PX.

Figura 3. Principali funzioni delle PX quali gestori dei mercati
(Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)

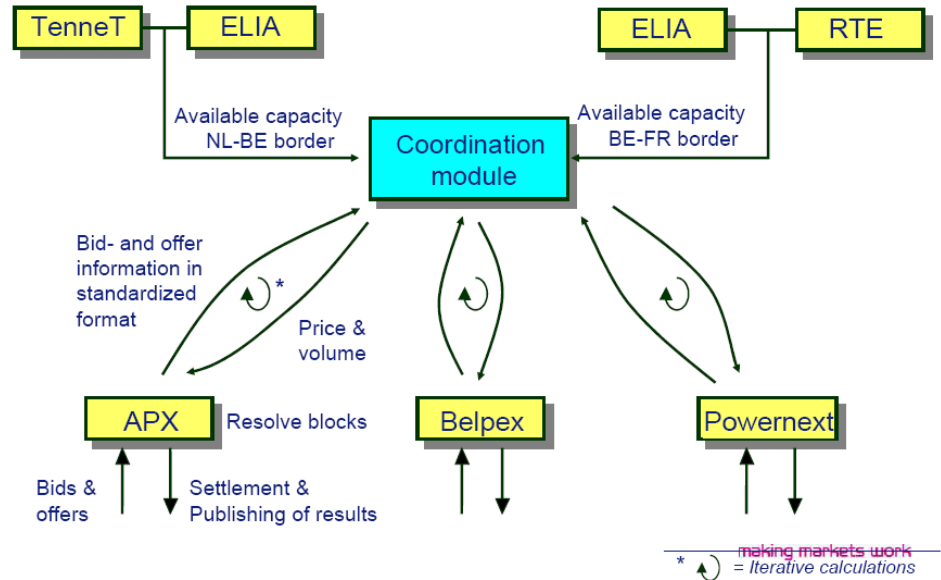


In questo insieme di attività complementari, cosa condividono le PX quando mettono in atto un sistema di market coupling? La questione sta al centro del dibattito sulla governance del sistema di coupling.

Le PX possono condividere tutto il portafoglio delle loro attività e aggregarsi poi funzionalmente, così da operare come un unico soggetto. Questo è sempre avvenuto fra i paesi nordici (Norvegia e Svezia, poi Finlandia e Danimarca), i quali hanno un'unica piattaforma di mercato in Norvegia, organizzata e gestita a norma delle leggi e dei regolamenti norvegesi. Tale PX è nota come "NordPool". Che quest'unica piattaforma di mercato sia norvegese trova giustificazione nel fatto che i suoi unici azionisti sono i TSO norvegesi, tutti formalmente legati alla vita della loro unica piattaforma di mercato.

Questo modello centralizzato di market coupling non è stato adottato da Olanda, Belgio e Francia, quando hanno avviato il market coupling trilaterale ("Trilateral market coupling"). Ciascuna PX ha conservato la propria indipendenza rispetto alle altre, tenendo separata la maggior parte dei suoi rami di attività e limitandosi allo stretto coordinamento dell'attività di abbinamento ("matching", Figg. 3 e 4).

Figura 4. Struttura del market coupling trilaterale fra Olanda, Belgio e Francia
(Fonte: APX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



Nota: TenneT, Elia e RTE sono rispettivamente i TSO di Olanda, Belgio e Francia. APX, Belpex e Powernext sono le PX che operavano in Olanda, Belgio e Francia. Successivamente, si è avuta la fusione fra Powernext e la tedesca EEX, con la creazione di una consociata comune denominata EPEXSpot ed operante in Francia, Germania, Austria e Svizzera ed il coupling, per il momento, soltanto della Francia.

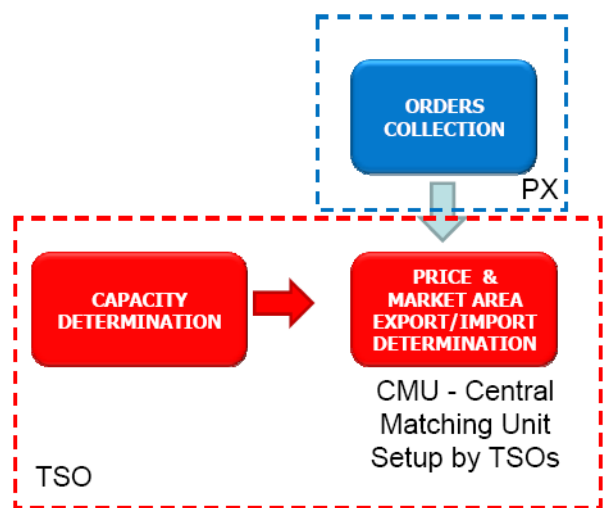
6 - Il modello del "last mile coupling": Central Matching Unit (CMU) e Coupling of Regions (PCR) decentralizzato

La contrapposizione fra modelli centralizzati e decentralizzati di market coupling è ancora viva e legittima. Entrambi i modelli hanno, come è ovvio, vantaggi e svantaggi (Sihvonon-Punkka A., 2010).

L'approccio centralizzato propone una ristrutturazione pan-europea del funzionamento del mercato delle interconnessioni. Le PX potrebbero rimanere soltanto come sedi dove si raccolgono le offerte e si inoltrano ad un'unità centrale di abbinamento ("Central Matching Unit - CMU"). La CMU effettua l'abbinamento a livello centrale fra offerte di vendita e di acquisto, assegna capacità transfrontaliere alle zone di mercato, determina prezzi e volumi fra tutti i paesi in modo coerente, creando un'area di prezzo unificata pan-europea e riferimenti di prezzo. Pochi studiosi potrebbero resistere ad una proposta così promettente. Tuttavia, sotto l'aspetto istituzionale, questo modello del "Bing Bang" è lungi dall'essere praticabile - ed è questa la sua principale pecca. Negli USA, la FERC (l'Authority federale) ha cercato di imporre, in una fase troppo precoce, un disegno di mercato razionalmente centralizzato per tutto il paese, compromettendo di fatto il processo di riforma. Oggi, nell'UE, soltanto forti pressioni dall'alto potrebbero portare all'adozione di tale modello ed è questo il motivo per il quale non sarà adottato. Quindici anni di gestione del sistema elettrico in base a meccanismi di mercato (Primo Pacchetto Europeo del 1996) hanno coentemente strutturato interessi degli intermediari, investimenti, piani industriali, strategie

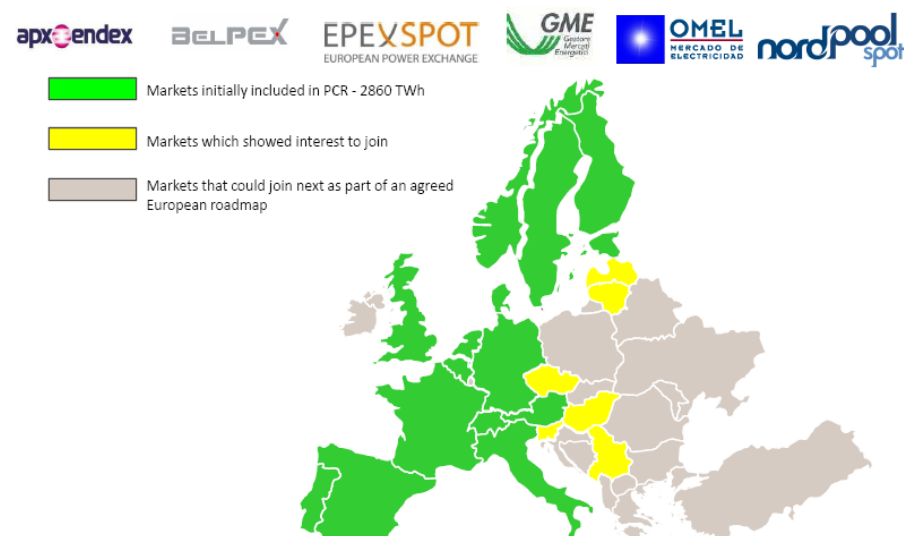
di mercato, ecc. I paesi hanno posto in essere contesti normativi e regolatori a livello locale o regionale, designando autorità regolatorie o finanziarie investite di questo o di quell'altro aspetto delle attività del mercato e delle reti. Come cancellare, di un solo colpo, tutto ciò e creare, a livello comunitario, un nuovo ed unico soggetto? Come tener conto, in questa aggregazione, del "core business" e degli "asset" delle PX esistenti (algoritmi, database, sistemi telematici, clientela)? Come espropriare legalmente le PX del loro core business se non dovessero collaborare volontariamente? Come chiedere ai TSO di adottare un sistema unificato? Chi si accollerà i rischi legali, finanziari e commerciali dell'eventuale fallimento dell'operazione? Come sfuggire ai quadri normativi e regolatori nazionali per attuare il sistema soltanto su scala europea? Come inquadrare giuridicamente l'esercizio di queste attività di business e vigilare sulle stesse a livello comunitario quando non disponiamo di una solida istituzione regolatoria pan-europea (Vasconcelos 2005: the EU regulatory gap)? Ecc. Dato il numero e l'entità delle problematiche in gioco, il modello CMU non sembra ancora essere un'alternativa fattibile nell'UE.

Figura 5. Modello di market coupling centralizzato pan-europeo
(Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



Allora, l'unica alternativa fattibile oggi è quello di promuovere una collaborazione "soft" e decentralizzata fra le PX esistenti, con la partecipazione dei TSO. Tale progetto è noto come "Price coupling of regions" (PCR). Il PCR restringe la collaborazione necessaria fra le PX al rafforzamento delle relative attività di matching in un ambito comune, gestito in associazione con i TSO, incaricati di fornire i dati di calcolo delle capacità delle reti. Il PCR rimarrebbe aperto ad ulteriori entranti, con varie modalità di partecipazione: alcune PX nuove entranti potrebbero utilizzare il sistema di trading di una PX regionale già esistente; altri entranti potrebbero utilizzare il proprio sistema di trading per fare il coupling, ma anche il "decoupling" in base ad un sistema comune; altri ancora potrebbero utilizzare il loro sistema di trading, avendo già integrato tutte le principali funzioni della "PX Master", operante come referente europeo.

Figura 6. Mappa delle PX potenzialmente interessate al "Price Coupling of Regions"
(Fonte: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



7 - L'esigenza di un modello di tipo PCR per tener conto delle specificità del mercato italiano

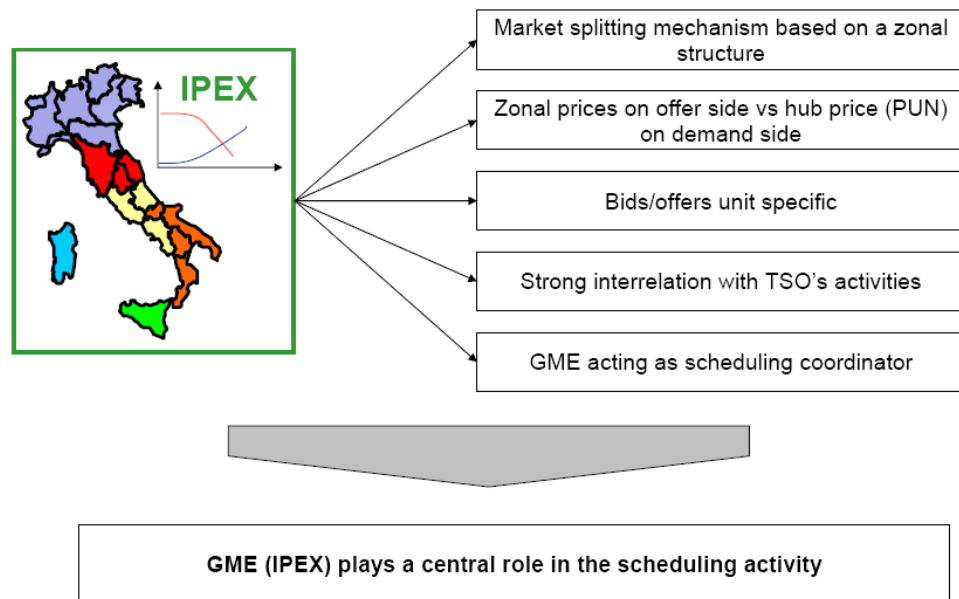
Poiché non tutte le PX europee si comportano nello stesso modo nella gestione delle loro attività caratteristiche⁷, la Florence School of Regulation le ha suddivise in due categorie:

- PX a fini commerciali ("merchant"): si tratta di istituzioni di mercato a fini di lucro, i cui introiti dipendono dal numero di utenti (quote di registrazione degli utenti, quote annuali di partecipazione) e dal volume delle transazioni eseguite al servizio degli stessi (provvigioni sui volumi scambiati). Le merchant PX nascono, nella maggior parte dei casi, per iniziativa privata e sono in concorrenza con altre borse ed altre sedi di contrattazione bilaterale o OTC. Il core business di queste PX è la fornitura di servizi di negoziazione.
- PX con costo del servizio regolamentato ("Cost of Service (CoS) Regulated PX"): si tratta di istituzioni non a fini di lucro o con "lucro regolamentato", i cui introiti dipendono dai costi approvati per i servizi approvati. Le CoS Regulated PX nascono generalmente per iniziativa pubblica e svolgono varie funzioni. Ad esempio, in Spagna, OMEL ha, fra l'altro, il compito di allocare i corrispettivi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva ("capacity payments"), ovvero uno strumento di incentivazione pubblica finalizzato a promuovere l'adeguatezza del sistema di produzione. In Italia, IPEX ha, fra l'altro, la responsabilità di gestire le congestioni interne al paese e di programmare gli impianti. Anche in Grecia ed Irlanda, le CoS Regulated PX effettuano il dispacciamento delle centrali. Vi sono, però, alcuni caratteri distintivi del mercato all'ingrosso italiano che richiedono un attento esame quando si tratta di scegliere un modello di market coupling (Fig.6). Anzitutto, in Italia, vi è un meccanismo di market splitting basato su una struttura zonale. In secondo luogo, tale meccanismo è "zonale" per la determinazione dei prezzi delle offerte, mentre è basato su un riferimento ("hub") nazionale per il pricing della domanda.

⁷ Leonardo MEEUS, Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? (Op.cit.)

In terzo luogo, le offerte di acquisto e di vendita sono presentate con riferimento ad unità specifiche e non a livello di singole imprese. In quarto luogo, il GME effettua il coordinamento dei programmi (in qualità di "scheduling coordinator") delle unità di produzione ed interagisce strettamente con il TSO Terna, con compiti che in altri paesi sono svolti soltanto dai TSO. Almeno per questi motivi, per l'Italia sarebbe più difficile rientrare in un modello centralizzato di market coupling (come ad es. il CMU) che collaborare nell'ambito di un "Price coupling of regions" decentralizzato.

Figura 7. Principali caratteristiche del mercato all'ingrosso italiano (IPEX)
(Fonte: GME conference at the Florence School of Regulation - 2010)



CONCLUSIONI

Dopo 15 anni di attività dei mercati all'ingrosso organizzati, generalmente progettati ed gestiti per operare a livello nazionale (salvo nei paesi nordici), l'UE è in procinto di realizzare la prima piattaforma comune di mercato continentale attraverso il coupling dei mercati del giorno prima.

Poichè la performance del modello di coupling dei volumi adottato da Germania e Danimarca è risultata inferiore a quella dei modelli di price coupling, è molto probabile che l'UE introdurrà un modello generalizzato di price coupling. Quanto alle modalità più idonee per attuare il price coupling nell'UE, esistono due posizioni diverse, una a favore del modello centralizzato e l'altra a favore di quello decentralizzato. Tuttavia, a prescindere dalla qualità teorica del modello centralizzato, quello decentralizzato resta oggi l'unica strada istituzionalmente percorribile. E ciò per i seguenti motivi: non è possibile costringere le piattaforme di mercato esistenti a rinunciare a certe attività che stanno al centro dei loro interessi commerciali; i TSO non hanno capacità convincenti per architettare e gestire una tale centralizzazione del mercato a livello UE; infine, nel vuoto regolatorio europeo, una piattaforma di mercato di tale portata non può essere lasciata ai soli TSO interessati, a prescindere dai loro legittimi intenti.

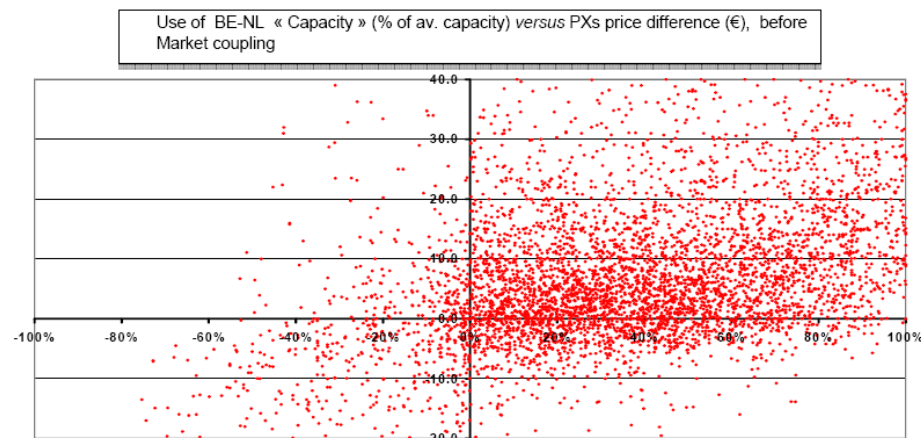
Nell'attuale situazione del settore elettrico europeo, l'unica alternativa oggi fattibile sembra essere quella del modello decentralizzato denominato "price coupling of regions", che si propone di diventare operativo sin dal 2011-2012. Per l'Italia, questo modello di price coupling rappresenta anche la via più semplice per contribuire alla prossima realizzazione del mercato del giorno prima a livello comunitario, pur conservando le caratteristiche distintive del suo mercato all'ingrosso.

BIBLIOGRAFIA

- Bohn, R. E., M. C. Caramanis, and F. C. Schweppe, (1983). Optimal pricing in electrical networks over space and time. *RAND Journal of Economics*, 15(3), 360-376.
- Chao, H. P., and S. Peck, (1996). A market mechanism for electric power transmission. *Journal of regulatory economics*, 10(1), 25-60.
- CRE (2009), Management and use of electric interconnection in 2008, available at: <http://www.cre.fr>.
- Creti, A., Fumagalli, E., and Fumagalli, E. (2009), Integration of Electricity Markets in Europe: Relevant Issues for Italy. IEF Working Paper No. 21.
- Ehrenmann, A., Neuhoff, K., (2009), A Comparison of Electricity Market Designs in Networks, *Operations Research*, 57(2), 274-286.
- Ehrenmann, A., Smeers, Y., (2005), Inefficiencies in European congestion management proposals, *Utilities Policy*, Volume 13, Issue 2, 135-152.
- Everis and Mercados (2009), From Regional Markets to a Single European Markets, Study conducted for the European Commission.
- FGH/IAEW Report, (2009), Supervision of Tests and Evaluation of a System for Market Coupling operated by EMCC, available at: <http://www.marketcoupling.com>.
- Frontier economics and Consentec, (2004). Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market, Study conducted for the European Commission Directorate General Energy and Transport.
- Gilbert, R., Neuhoff, K., Newbery, D., (2004). Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks. *RAND Journal of Economics* 35 (4), 691-709.
- Glachant, J-M, Lévêque, F., (2009). Electricity Reform in Europe: Towards a Single Energy Market, Edward Elgar.
- Hobbs, B.F., Rijkers, F.A.M., Boots, M.G., (2005), The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling, *The Energy Journal*, 26(4).
- Kristiansen, T., (2007a), An assessment of the Danish-German cross-border auctions, *Energy Policy*, 35(6), 3369-3382.
- Kristiansen, T., (2007b), A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable, *Energy Policy*, 35(6), 3247-3255.
- Meeus L. (2010), Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky? EUI RSCAS Working Paper 2010/49, Florence School of Regulation.
- Meeus, L., (2010), Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? EUI RSCAS Working Paper 2010/12, Florence School of Regulation.
- Meeus, L., Vandezande, L., Cole, S., Belmans, R., 2009, Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges, *Energy*, 34(3), 228-234.
- Moën, J., (2010), Regional Initiative: Which Appropriate Market Design? EUI RSCAS Working Paper 2009/60, Florence School of Regulation.
- Neuhoff, K., (2003) Integrating Transmission and Energy Markets Mitigates Market Power, CMI working paper 301.
- Newbery, D., Mcdaniel, T., (2002), Auctions and trading in energy markets: an economic analysis, DAE Working Paper WP 0233.
- Newbery, D., Mcdaniel, T., 2002, Auctions and trading in energy markets: an economic analysis, DAE Working Paper WP 0233.
- Oggioni, G., Smeers, Y. (2010), Degree of Coordination in Market-coupling and Counter-trading EUI-RSCAS Working Paper 2010/24, Florence School of Regulation.
- Parisio, L. Bosco, B., (2008), Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects, *Energy Economics*, 30(4), 1760-1775.
- Purchala, K., Meeus, L., Belmans, R., (2004), The analysis of the cross-border capacity allocation in the Benelux region, 40th CIGRE conference, article C5-204, Paris, France.
- Sihvonen-Punkka, A., (2010) The Work of the PCG: can we travel the extra/final mile? FSR Conference http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2010/Regional%20Initiatives/Presentation_SihvonenPunkka.pdf.
- Turvey, R., (2006). Interconnector economics. *Energy Policy* 34(13), 1457-1472.
- Vasconcelos, J., 2005, Towards the Internal Energy Market: how to bridge a regulatory gap and build a regulatory framework, *European Review of Energy Markets*, 1(1).
- Zachmann G., (2008), Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, 30(4), 1659-1671.

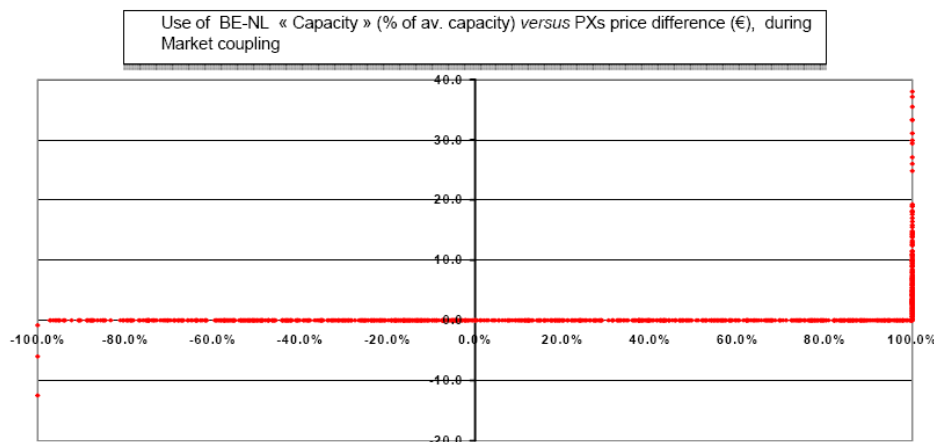
Allegato N°1

Differenza di prezzo (da -20 a + 40 euro) e percentuale di utilizzo della capacità di interconnessione (da -100% a +100%) fra Belgio e Olanda prima del price coupling

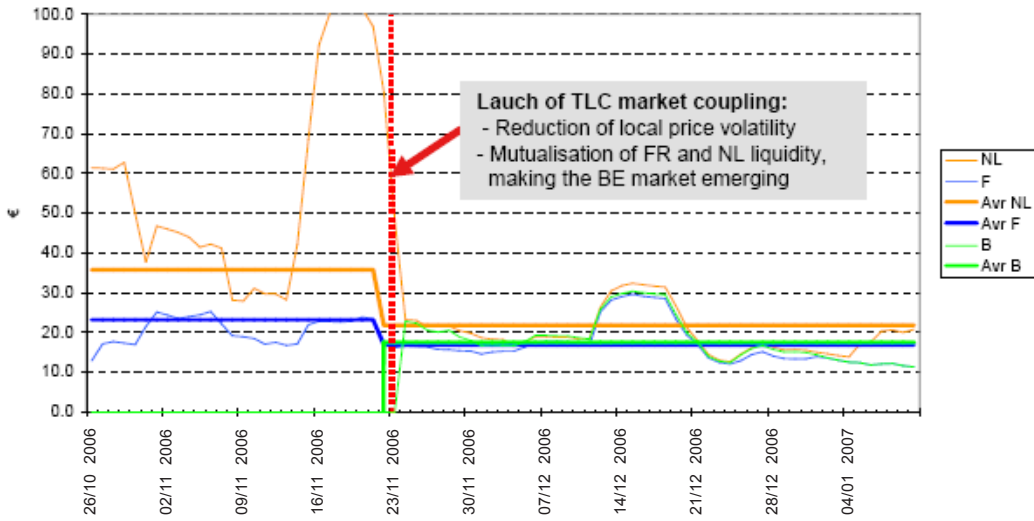


Allegato N°2

Differenza di prezzo (da -20 a + 40 euro) e percentuale di utilizzo della capacità di interconnessione (da -100% a +100%) fra Belgio e Olanda durante il price coupling



Weekly standard deviation of MC prices



THE ACHIEVEMENT OF THE EU ELECTRICITY INTERNAL MARKET THROUGH MARKET COUPLING

Jean – Michel Glachant

Director of the Florence School of Regulation

INTRODUCTION

Power trading of any kind (financial and physical) in the EU has reached the threefold of annual consumption (over 8 million GWh traded in 2007 for a 2.7 million GWh level of consumption)¹. In terms of physical exchanges 10% of total trade and 30% of consumption is traded on Power Exchanges (PXs). The traditional market for PXs² is an auction organized every day around midday to execute orders for the delivery of electrical energy the next day³. Some PXs have also started organizing trade before the day-ahead stage (e.g. financial "futures" products) and after the day-ahead stage ("intra-day"), but the focus in this paper is on the coupling of the "traditional" day-ahead PX market. The day-ahead coordination of generating units with expected demand has always been a key feature of the electricity sector, even at the time of vertically integrated monopolies. It is because this is a rational requirement of any efficient combination of the variety of generation technologies embedded into the various plants as well as a way of diminishing the costs of keeping plants ready to generate while not generating yet at their optimal capacity. However the core problem we are facing today is not anymore to learn how to open local wholesale markets inside a formerly monopolized industry. It is now time to enlarge the existing local or regional markets, to consistently open all of them to each of them, to align them all into a EU wide set of "seamless" markets acting as close as possible as if they were a single internal energy market (Oggioni and Smeers 2010).

For about 15 years EU 15 was made of national markets open to each other through rules of access to the grids while organized market pricing was kept national (Glachant and Lévêque 2009). The main exception was in the Nordic countries (Sweden, Finland and Denmark plus Norway – not a member of the EU) –see Moen, J., (2010). In this region the coupling of national markets is obtained through a single Power Exchange being a common subsidiary of the Nordic transmission system operators (TSOs). This single PX runs a single day ahead market pricing zone when the grid is not constrained and splits itself into different pricing areas when structural constraints arise. This model is known as "market splitting".

The Netherlands, Belgium and France did create later a less centralized single pricing mechanism by "coupling" their three national PXs with a common pricing algorithm coordinating the price formation among the three national exchanges. The empirical success of this new model has validated it as a EU model for other regional markets.

A counter-model has been experimented between Germany and Denmark. It consisted in a coupling of "traded volumes" linking the quantity offered and demanded on the two exchanges while keeping separated the price formation on these two markets. That experiment did fail and restarted to work only when some elements of price coupling have been introduced (Mees 2010).

Having now three workable models of day-ahead market coupling, the European Union (at least

the EU 15) should be able soon to successfully achieve that part of its internal market building (Everis and Mercados 2009). However several further questions are kept open. How to successfully bridge several regional markets all over EU 15? How to integrate more and more PXs having different regulatory frames? A centralized approach (known as CMU "Central Matching Unit") is advocating creating a single pan-European trading entity by a mandatory clustering of all existing PXs plus a clubbing of all TSOs and the extensive harmonization of all existing national regulatory frames. An alternative approach to coupling is the one known as PCR ("Price Coupling of Regions"). It allows building a common pricing mechanism coordinating the existing PXs while keeping a decentralized frame permitting grid access and trading to keep a national flavour when requested by particular local preferences as it is notably the case in Spain and Italy.

1 – Market coupling as a preferred way of achieving the day ahead EU internal electricity market

As shown at Florence School of Regulation⁴: market coupling is about eliminating cross-border trade inefficiencies by internalizing capacity allocation and the arbitrage between energy prices into the auction procedures of Power Exchanges that are organizing trade nationally.

Traditionally the debate in the literature has mainly been about explicit versus implicit auctioning. Bohn et al. (1983) demonstrated that implicit auctioning leads to a welfare-maximizing. Chao and Peck (1996) in turn showed that explicit auctioning does not necessarily reduce welfare, if there is continuous trading of electricity and cross-border capacities contracts. Gilbert et al. (2004), Parisio and Bosco (2008) and Ehrenmann and Neuhoff (2009) analyzed the difference between explicit and implicit auctioning under imperfect competition, and conclude that implicit auctioning reduces market power. Hobbs et al. (2005) showed the opposite can be true, arguing that abusive behaviour is more difficult to monitor in implicit auctions.

Whatever the academic debate is or has been (Ehrenmann and Smeers 2005), the European experience is increasingly evidencing the inadequacy of coupling markets through an "explicit" auctioning method, which is to explicitly allocate cross-border capacities to traders before their actual price arbitrage between the different national electricity markets. Newbery and McDaniel (2002) observe that the prices that are paid in the explicit auctions for rights to trade between France and the UK are significantly lower than the revenue that could be made with cross-border trade. Similar results can be found in Neuhoff (2003) for the explicit auctions between Germany and the Netherlands and in Purchala et al. (2004) for the explicit auctions in the Benelux region. Zachmann (2008) confirms these findings with a detailed statistical analysis of the lack of price convergence in Europe. Frontier economics and Consentec (2004), Turvey (2006), Kristiansen (2007a & b), Creti et al. (2009), and CRE (2009) study the utilization of the cross-border capacities and observe for different borders and periods that cross-border trade is often in the direction of the average price difference, even if the hourly price spread is frequently in the other direction. As a result, the scarcely available cross-border capacities are currently underused, and frequently also misused increasing price spreads instead of reducing them.

¹ The 2008 review of EU wholesale energy markets, available at: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies

² Leonardo MEEUS, *Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context?* (FSR Working Paper Series – 2010)

³ Delivery implies a commitment to withdraw from or inject into the network a certain amount of electrical energy during a certain hour in a certain zone.

⁴ Leonardo MEEUS, *Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?* (FSR Working Paper Series – 2010)

2 – Market coupling through volume coupling or price coupling?

Theoretically electricity markets linked with an interconnection may be coupled either through the coordination of the volumes of use of the interconnection capacity or through a wider mechanism combining price and volume coordination. The former is known as “volume coupling” or “dome coupling”; the latter as “price coupling” (while it also couples volumes).

The main EU experience of volume coupling is the one of the Kontek Cable, as studied by FSR⁵. In operation since 1995 it connects East Denmark (today part of the Nord Pool exchange zone) with Germany. In 2005, Nord Pool implemented implicit auctioning for the first time on the Kontek Cable by extending its market platform into Germany and thereby competing for liquidity with the German EEX.

In 2008, implicit auctioning was implemented for the second time on the Kontek Cable, replacing the first implementation. Nord Pool closed its German market platform, and began cooperating with EEX by creating a joint venture called the “European Market Coupling Company” (EMCC).

The cooperation involves a coordination procedure, which starts with EEX and Nord Pool sending their order books to EMCC. EMCC consequently calculates the optimal utilization of the Kontek Cable. EEX and Nord Pool then update their order books, i.e. the importing Power Exchange introduces a price taking supply order, and the exporting Power Exchange introduces a price taking demand order. Finally, EEX and Nord Pool independently calculate their prices on their respective markets.

This second implementation of implicit auctioning on the Kontek Cable only lasted for 10 days. The stakeholders then took just over a year to prepare a third implementation of implicit auctioning on the Kontek Cable, delaying several times the launching date. FGH/IAEW (2009) explains that the original intention was only to change the algorithm, but testing with the improved algorithm provided unsatisfying results so that the coordination procedure itself was also modified. In 2009, the third implementation of implicit auctioning that is still running today was finally launched. According to FGH/IAEW (2009), EMCC is now assisting Nord Pool with the price calculation for East Denmark so that there is a degree of price coordination between EEX and Nord Pool, which was not the case in the previous two implementations.

The two main conclusions of the FSR study performed by L. Meeus are the following. 1° the first implementation of implicit auctioning on the Kontek Cable integrated the pricing of the cross-border capacities with the pricing of the energy contracts auctioned by Nord Pool. The second implementation went a step further by optimizing the clearing of the Nord Pool and EEX order books, but the Power Exchanges continued to calculate their own prices independently. The third implementation went another step further by partly coordinating the pricing of the Power Exchanges, but it is only Nord Pool that coordinates, while EEX simply continues to calculate its own price independently. 2° The main evidence of the empirical analysis is that the third implementation still has inefficiencies with an annualized loss of welfare of about 0,5 M Euros, but it does significantly outperform the previous two implementations where this loss was respectively of the order of 10 M and 28 M Euros per year. The third implementation that is still running today therefore did turn out to be lucky, but in this third implementation the pricing of the involved Power Exchanges is partly integrated. In other words, the stakeholders abandoned the pure “volume coupling” or “dome coupling” approach they believed to be a viable alternative to the institutionally more difficult to implement “price coupling” approach. This is an important lesson learned for the many ongoing initiatives to implement implicit auctioning in Europe.

⁵ Leonardo MEEUS, *Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky?* (Op.cit.)

3 – Market coupling through price coupling?

One can couple markets in two different ways: volume coupling and price coupling. They mainly differ in the way they produce prices.

With volume coupling, the coordination of volume and price calculation is limited because it operates mainly through quantities. “Volume coupling” permits to “couplers” to stay more independent when coupling. First the capacity of interconnection is calculated by TSOs and communicated to the coupling actor. Second the allocation of this global capacity to cross-border flows is made according to the balance of supply and demand in each trade zone and the constraints on the interconnection. Third and last the trade zones determine their zonal prices separately taking into account the cross-border import / export volume attributed to them by the quantity allocation mechanism.

In a price coupling regime, the calculation of cross-border volumes and prices are coordinated in a single mechanism; volumes and prices are calculated at the same time and in a compatible manner. This guarantees the robustness of the results of calculation. Prices and volumes correspond to a single and same logic. That process avoids price or flow discrepancies (exports from a high price zone to a low price zone; or price differences when there is no congestion). This is why price coupling is appealing today as a way to allocate interconnection capacity and manage interconnection scarcity as to “merge” wholesale markets' operation by expanding the size of the reference price making area.

4 – Unbundling issue: coupling markets between Transmission System Operators and Market Operators

Price coupling results from the cooperation of two different actors: the transmission system operators (which own and operate the grid monopoly⁶) and the market operators (which own or operate the market platform being the PX). The market operator can be owned by the TSO. This does not change the fact that they have to separate their businesses for due reasons being mainly the unbundling of the monopolized activity from the market-based business. It comes also a conflict of interest when the TSO is a big market player (buying to the energy market millions of MWh for grid losses; or buying or selling congested interconnection capacity through a de facto monopoly of cross-border energy transfer). This separation of businesses does not ask for a full independence of all their activities because the grid capacity allocation has still to be deeply coupled with the market price calculation.

However, while TSOs are needed to calculate the available capacity, they do not need to allocate it by themselves. In the case of the Kontek cable that volume allocation is performed by a Third Party being a joint coupler named “European Market Coupling Company” (EMCC) –see Fig. 1 below-. In the case of a typical “price coupling” the volume allocation is realized by the PX itself as single market operator –see figure 2. below.

There is an important distinction to be made there. TSOs should have been able to allocate capacity in the volume coupling model because it is a legitimate function of the TSOs as long as they comply with the non-discrimination, efficiency and transparency requirements. They actually did create another entity (EMCC) because of other business considerations. On the opposite, in a price coupling model, TSOs cannot directly allocate capacity to market participants because that allocation is then integrated into the price mechanism and that mechanism is the core of the PX activity as a market platform.

⁶ If the operator of the grid does not own it, it is called “System Operator”. It is or has been the case in Scotland and Italy. It is frequently the case in the market-based parts of the electrical system of the USA.

Figure 1. Transmission System Operator and Market Operators in the Kontek volume coupling
(Source: EPEX conference at the Florence School of Regulation – 2010)

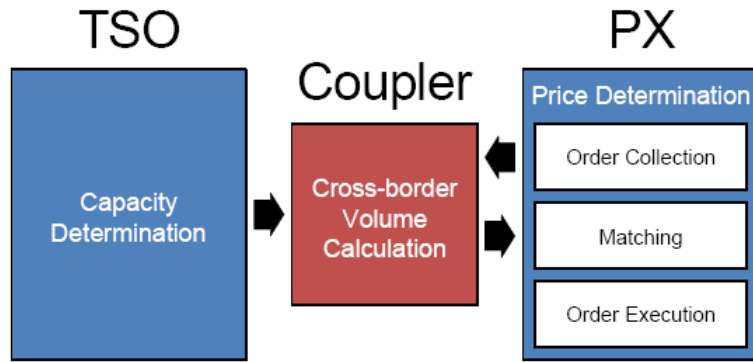
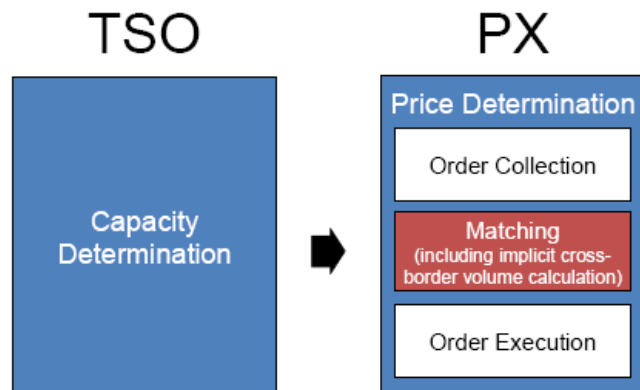


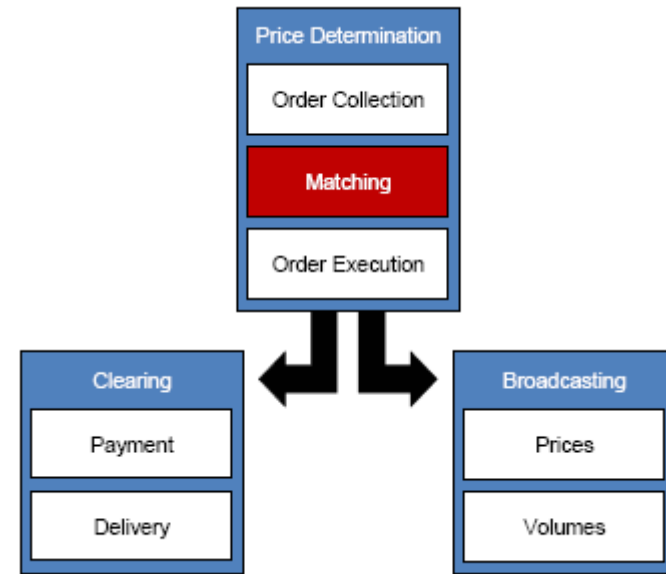
Figure 2. Transmission System Operator and Market Operator in a price coupling
(Source: EPEX conference at the Florence School of Regulation – 2010)



5 – Governance issue: coupling markets among Market Operators

PXs perform at least three basic market functions: they "produce" regular prices; they broadcast them as price references; they perform the clearing of the corresponding market orders. To produce regular prices PXs need to collect orders and to match them following a predetermined algorithm. They then execute the resulting orders of buying and selling. Being produced with a regular predetermined manner these energy prices can become market references and be broadcasted to market actors and analysts. It is one of the more important differences with bilateral trading which cannot easily produce reference prices. Furthermore PXs centralize the market clearing with a designated counter-party which eliminates the financial risk of default born in bilateral trade. This entails a financial activity of margin appeal and of payment through bank transfer which is a very substantial part of the actual business of PXs.

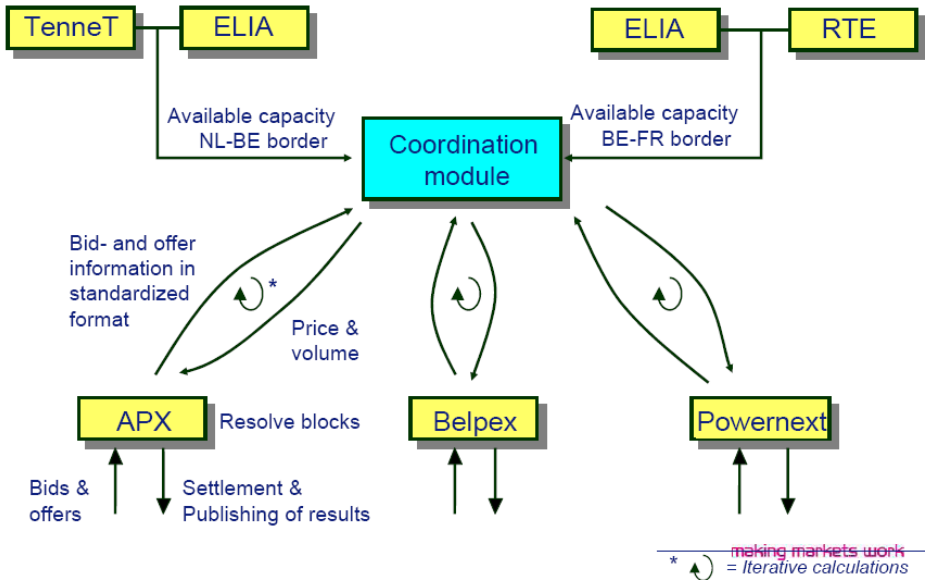
Figure 3. Basic functions of PXs as Market Operators
(Source: EPEX conference at the Florence School of Regulation – 2010)



What do PXs share in this set of complementary activities when they implement a "market coupling" scheme? That question touches to the core of the coupling governance issue. PXs can share all their portfolio of activities and then functionally merge. They so function as a single entity. It has always been the case among Nordic countries (Norway and Sweden, then Finland and Denmark) which share a unique market platform created and operated in Norway under Norwegian law and regulation. That PX is known as "Nord Pool". The fact that this single market platform is Norwegian is tempered by the fact that its only shareholders are all the Nordic TSOs. They all are in this manner formally associated to the life of their single market platform.

This centralized market coupling approach has not been retained when The Netherlands, Belgium and France did enter into a "Trilateral market coupling". Each PX has kept its independence from the two others by retaining apart most of its business segments and by only closely coordinating the "matching" activity (see figures 3 and 4).

Figure 4. Structure of the Trilateral Market Coupling between the Netherlands, Belgium and France
(Source: APX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



Note: Tennet, Elia and RTE are TSOs respectively in the Netherlands, Belgium and France. APX, Belpex, Powernext were PXs operating in the Netherlands, Belgium and France. Today Powernext has merged its business with the German EEX and create a common subsidiary named EPEXSpot operating in France, Germany, Austria and Switzerland while coupling only France for the moment.

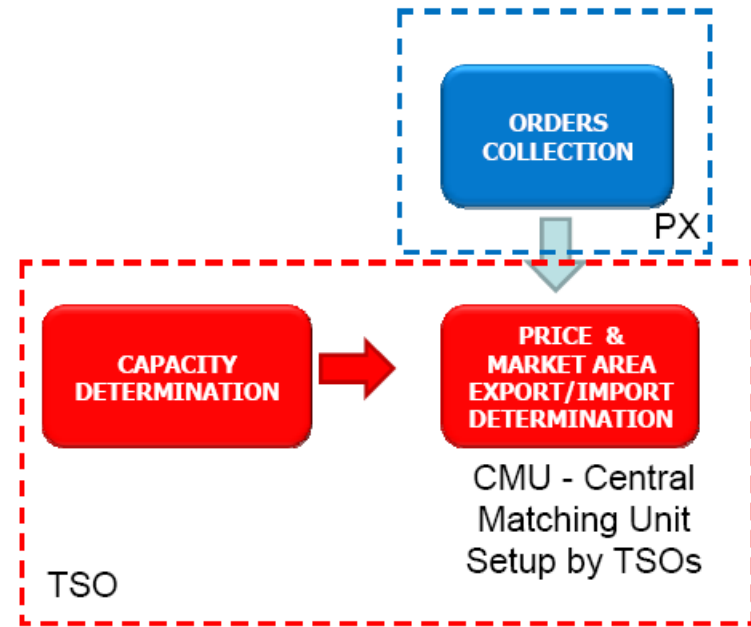
6 – The “last mile coupling model”: central matching unit (CMU) vs decentralized coupling of regions (PCR)

The opposition between centralized and decentralized approaches of market coupling is still lively and is still legitimate. Both approaches have obviously pros and cons (Sihvonen-Punkka A. 2010).

The centralized approach promises a pan-European restructuring of all market operation of interconnections. PXs could remain as offices collecting orders which are transmitted to a central matching unit. That CMU realizes the central matching of demands and offers, allocates the cross-border capacities to market zones, calculates prices and volumes all across countries in a coherent manner giving birth to a unified pan-EU pricing zone and price reference. Few academics could resist such a promising proposal. However such a “Bing Bang” approach is far from being institutionally feasible and it is its main deficiency. In the USA FERC (the federal regulator) did in fact damage the reform process by trying to impose too early a rationally centralized model of market design for the entire country. In the EU today only a very strong pressure exerted top down could make this model happen and it is why it will not happen. 15 Years of market based electricity system operation (First European package in 1996) have consistently structured agents’ interests, investments, business plans, market strategies, etc. Countries have built local or regional legal and regulatory frames and designated regulatory or financial authorities in charge of this or that aspect of market and grid activities. How to erase at once all of this to create at the EU level a new single entity? How to merge core business interests and assets of existing PXs

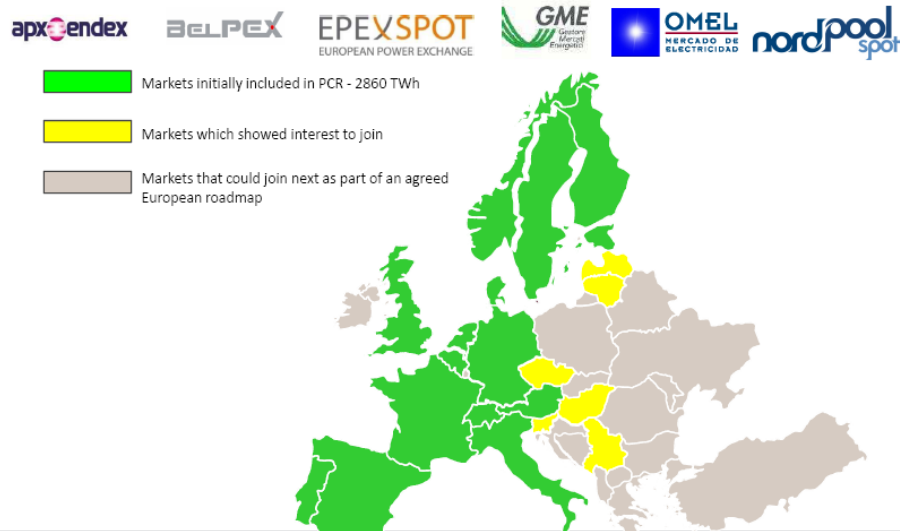
(algorithms, data base, IT systems, customer base)? How to legally expropriate the PXs of their core business if they don’t cooperate voluntarily? How to ask for a unified approach of all TSOs? Who will bear the legal, financial and commercial risks of operation failures? How to escape the national legal and regulatory frames to put the operation scheme at a “European only” level? How to legally frame and monitor the business operation at the EU level while we do not have any solid pan-European regulatory institution (Vasconcelos 2005: the EU regulatory gap)? Etc. The number and gravity of the issues at stake suggest that the CMU model is not yet a feasible option in the EU.

Figure 5. A scheme of pan-European centralized market coupling
(Source: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



Then the only feasible option today is a soft and decentralized cooperation being fostered among existing PXs with the participation of TSOs. Such a project is known as “Price coupling of regions” (PCR). It limits the needed cooperation of PXs to the upgrading of their matching activity in a common setting operated in association with TSOs which provide the grid capacity calculation. That PCR would be kept open to further entrants with several degrees of possible entry: some new entrant PXs using the trading system of an already existing regional PX; other entrants using their own trading system to couple but decoupling according to a common system; the last others using their own trading system having already integrated all the relevant features of the “Master PX” operating as the European reference.

Figure 6. A map of PXs looking for a "Price Coupling of Regions"
(Source: EPEX conference at the Florence School of Regulation - 2010)



7 – The need of a "Price Coupling for Regions- like model to accommodate the specificities of the Italian market

The Florence School of Regulation used to distinguish two types of PXs in Europe because one can expect them not to behave the same way in the operation of their typical exchange tasks⁷. They are:

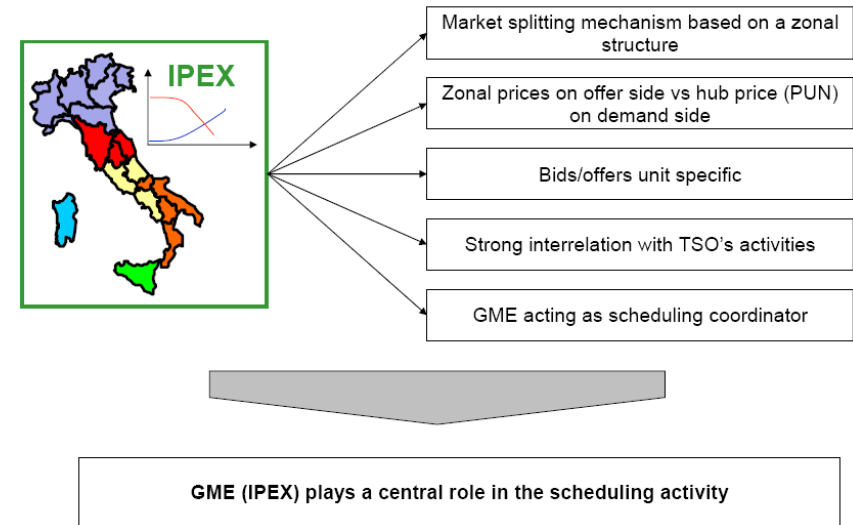
- Merchant PXs: being for-profit market institutions whose income depends on the users they have (i.e. user registration fees, and annual membership fees) and the volume of trade executed by the PX for its users (i.e. commissions on the traded volumes). Merchant PXs are mostly private initiatives that compete with other exchanges and bilateral or over-the-counter markets (OTC). Providing trade services is their core business.
- Cost of Service (CoS) Regulated PXs: being not-for-profit or regulated-profit market institutions whose income depends on approved costs for approved tasks. CoS Regulated PXs are typically public initiatives that perform several tasks. For instance in Spain, OMEL has the additional task of allocating capacity payments, which is a public incentive scheme designed to promote generation adequacy. In Italy, ILEX has the additional task to manage internal congestions in the country and to schedule plants. In Greece and Ireland too, the CoS Regulated PXs are dispatching power plants.

Then some typical features of the Italian wholesale market call for a special examination when choosing a model of market coupling (see Fig.6). First of all Italy operates an internal market splitting mechanism with a zonal structure. Second that mechanism is "zone based" for the pricing of offers while being "nation wide hub based" for the pricing of demand. Third bids and offers are unit specific and not at the company level. Fourth GME acting as a scheduling coordinator of generating units has a strong interaction with the TSO Terna and perform tasks being

⁷ Leonardo MEEUS, Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? (Op.cit.)

only performed by TSOs in some other countries. At least for these reasons Italy would find more difficult to enter into a centralized model of market coupling (like CMU) than to collaborate to a decentralized "Price coupling of regions".

Figure 7. The main features of the Italian Wholesale Market (IPEX)
(Source: GME conference at the Florence School of Regulation - 2010)



CONCLUSION

After 15 years of organized wholesale markets being mainly conceived and managed at the national level (except in the Nordic countries) the EU is on the verge of achieving the first very continental common market platform through the coupling of day-ahead markets. The model of coupling through volumes experienced by Germany and Denmark having performed less than the price coupling models, the EU is very likely to embark for a general price coupling model. Two different views exist on the best way to implement price coupling in the EU: the centralized approach and the decentralized approach. However, whatever the theoretical quality of the centralized approach still is, today the only institutionally feasible price coupling model is the decentralized one. It is because existing market platforms cannot be forced to renounce to certain activity at the core of their business interests, because there is no convincing TSOs' management capability at the EU level to conceive and operate such a market centralization and because such a key market platform cannot be left in a European regulatory vacuum to the sole interested TSOs whatever their legitimate intentions are.

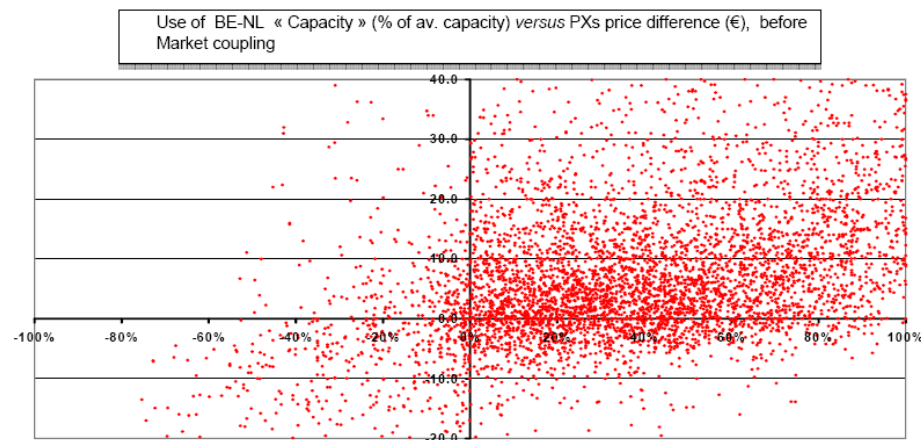
In this actual state of our European electricity industry, the only feasible option seems to be today the decentralized approach name "price coupling of regions". It promises to fully operate as soon as 2011 – 2012. For Italy this model of price coupling is also the easiest way to contribute to the coming day-ahead EU achievement while keeping many key features of its existing wholesale market.

REFERENCES

- Bohn, R. E., M. C. Caramanis, and F. C. Schweppe, (1983). Optimal pricing in electrical networks over space and time. *RAND Journal of Economics*, 15(3), 360–376.
- Chao, H. P., and S. Peck, (1996). A market mechanism for electric power transmission. *Journal of regulatory economics*, 10(1), 25–60.
- CRE (2009), Management and use of electric interconnection in 2008, available at: <http://www.cre.fr>.
- Creti, A., Fumagalli, E., and Fumagalli, E. (2009), Integration of Electricity Markets in Europe: Relevant Issues for Italy. IEF Working Paper No. 21.
- Ehrenmann, A., Neuhoff, K., (2009), A Comparison of Electricity Market Designs in Networks, *Operations Research*, 57(2), 274–286.
- Ehrenmann, A., Smeers, Y., (2005), Inefficiencies in European congestion management proposals, *Utilities Policy*, Volume 13, Issue 2, 135–152.
- Everis and Mercados (2009), From Regional Markets to a Single European Markets, Study conducted for the European Commission.
- FGH/IAEW Report, (2009), Supervision of Tests and Evaluation of a System for Market Coupling operated by EMCC, available at: <http://www.marketcoupling.com>.
- Frontier economics and Consentec, (2004). Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market, Study conducted for the European Commission Directorate General Energy and Transport.
- Gilbert, R., Neuhoff, K., Newbery, D., (2004). Allocating transmission to mitigate market power in electricity networks. *RAND Journal of Economics* 35 (4), 691–709.
- Glachant, J-M, Lévêque, F., (2009). Electricity Reform in Europe: Towards a Single Energy Market, Edward Elgar.
- Hobbs, B.F., Rijkers, F.A.M., Boots, M.G., (2005), The More Cooperation, The More Competition? A Cournot Analysis of the Benefits of Electric Market Coupling, *The Energy Journal*, 26(4).
- Kristiansen, T., (2007a), An assessment of the Danish–German cross-border auctions, *Energy Policy*, 35(6), 3369–3382.
- Kristiansen, T., (2007b), A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable, *Energy Policy*, 35(6), 3247–3255.
- Meeus L. (2010), Implicit auctioning on the Kontek Cable: third time lucky? EUI RSCAS Working Paper 2010/49, Florence School of Regulation.
- Meeus, L., (2010), Why (and how) to regulate Power Exchanges in the EU market integration context? EUI RSCAS Working Paper 2010/12, Florence School of Regulation.
- Meeus, L., Vandezande, L., Cole, S., Belmans, R., 2009, Market coupling and the importance of price coordination between power exchanges, *Energy*, 34(3), 228–234.
- Moen, J., (2010), Regional Initiative: Which Appropriate Market Design? EUI RSCAS Working Paper 2009/60, Florence School of Regulation.
- Neuhoff, K., (2003) Integrating Transmission and Energy Markets Mitigates Market Power, CMI working paper 301.
- Newbery, D., Mcdaniel, T., (2002), Auctions and trading in energy markets: an economic analysis, DAE Working Paper WP 0233.
- Newbery, D., Mcdaniel, T., 2002, Auctions and trading in energy markets: an economic analysis, DAE Working Paper WP 0233.
- Oggioni, G., Smeers, Y. (2010), Degree of Coordination in Market-coupling and Counter-trading EUI-RSCAS Working Paper 2010/24, Florence School of Regulation.
- Pariso, L. Bosco, B., (2008), Electricity prices and cross-border trade: Volume and strategy effects, *Energy Economics*, 30(4), 1760–1775.
- Purchala, K., Meeus, L., Belmans, R., (2004), The analysis of the cross-border capacity allocation in the Benelux region, 40th CIGRE conference, article C5-204, Paris, France.
- Sihvonen-Punkka, A., (2010) The Work of the PCG: can we travel the extra/final mile? FSR Conference http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2010/Regional%20Initiatives/Presentation_SihvonenPunkka.pdf.
- Turvey, R., (2006). Interconnector economics. *Energy Policy* 34(13), 1457–1472.
- Vasconcelos, J., 2005, Towards the Internal Energy Market: how to bridge a regulatory gap and build a regulatory framework, *European Review of Energy Markets*, 1(1).
- Zachmann G., (2008), Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence? *Energy Economics*, 30(4), 1659–1671.

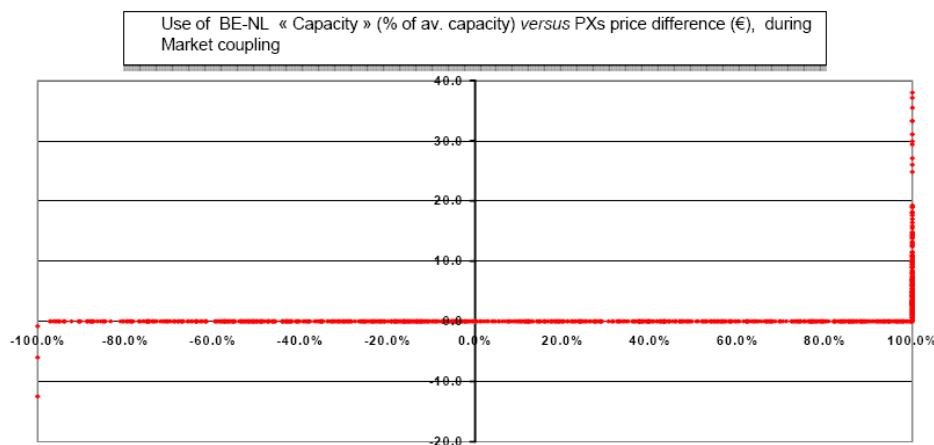
Annex N°1

Price difference (–20 to + 40 euro) vs percentage of use of interconnection capacity (from –100% to +100%) between Belgium and The Netherlands before price coupling

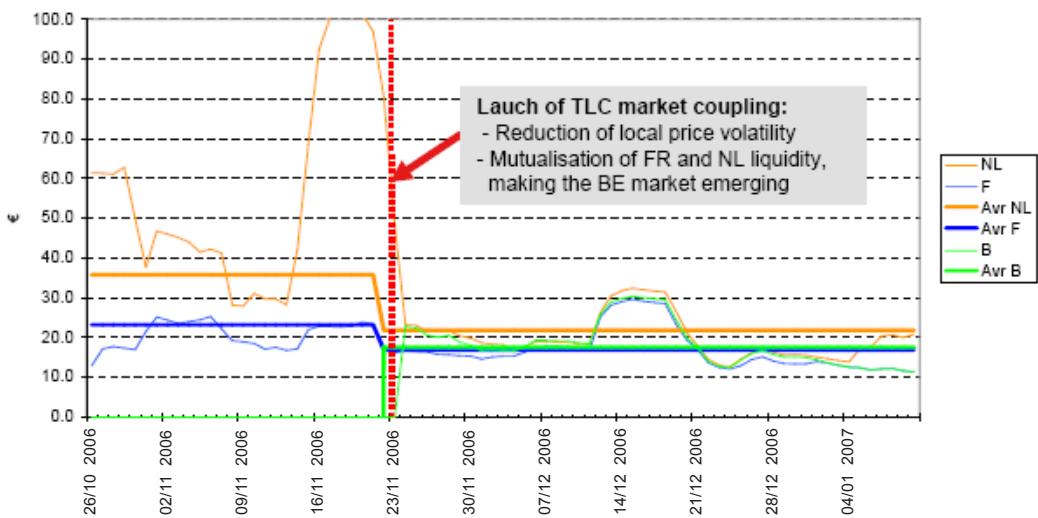


Annex N°2

Price difference (–20 to + 40 euro) vs percentage of use of interconnection capacity (from –100% to +100%) between Belgium and The Netherlands during price coupling



Weekly standard deviation of MC prices





Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Largo Giuseppe Tartini, 3/4

00198 Roma - Italia

Tel +39 06 8012 1

Fax +39 06 8012 4524

E-mail info@mercatoelettrico.org

www.mercatoelettrico.org