

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE
356/2014/R/EEL**

**ADESIONE DEL MERCATO ITALIANO AL PROGETTO DI MARKET *COUPLING*
EUROPEO, INQUADRAMENTO NORMATIVO E PROPOSTE IMPLEMENTATIVE**

Documento per la consultazione
Mercato di incidenza: energia elettrica

24 luglio 2014

Premessa

Con il presente documento di carattere illustrativo ed informativo, l'Autorità presenta lo sviluppo passato, lo stato attuale ed i passi attesi relativamente all'adesione del mercato italiano al progetto di market coupling entro la fine del semestre di presidenza italiano del Consiglio dell'Unione Europea. Tale processo è inquadrato nell'ambito delle attività della Iniziativa Regionale Centro Sud Europa. In conclusione sarà fornita una panoramica degli atti normativi attesi nei prossimi mesi a livello nazionale funzionali all'avvio del market coupling sulla frontiera nord.

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire al Dipartimento per la Regolazione dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **15 settembre 2014**.*

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità.

In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.

Autorità per l'energia elettrica e il gas
Dipartimento per la Regolazione
Piazza Cavour 5 – 20121 Milano
Tel. 06 - 69791427
Fax. 06 - 69791444
e-mail: **regolazione@autorita.energia.it**
sito internet: **www.autorita.energia.it**

Sommario

1.	INTRODUZIONE	4
2.	IL PROCESSO DI INTEGRAZIONE DEI MERCATI NAZIONALI	4
2.1.	Dall'approccio volontario.....	5
2.2.	...all'approccio normativo	6
2.3.	Sviluppi nella iniziativa regionale elettrica Centro Sud	6
3.	IMPEGNO ISTITUZIONALE	8
4.	LE PRINCIPALI TEMATICHE CONNESSE ALL'AVVIO DEL <i>COUPLING</i>	8
4.1.	Algoritmo di risoluzione del mercato	9
4.2.	Gate closure time.....	10
4.3.	Tempistiche di pagamento.....	11
4.4.	Ulteriori elementi	12
4.4.1.	<i>Limiti di prezzo su MGP, MI e MSD</i>	12
4.4.2.	<i>Tipologie di prodotti scambiabili nel mercato</i>	13
5.	PROSSIMI PASSI	13

1. Introduzione

Con il termine *market coupling* si intende comunemente indicare un meccanismo di integrazione dei mercati che, nel determinare il valore dell'energia elettrica nelle diverse zone europee di mercato coinvolte, contestualmente alloca la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzandone l'utilizzo.

Tra i meriti di questa modalità di allocazione vi è la possibilità di evitare di separare l'acquisto della capacità di trasporto dalla compravendita di energia elettrica, riducendo i rischi per gli operatori derivanti da dover stimare il valore della capacità e – per il sistema – di non allocarla in modo efficiente (capacità invenduta nonostante l'esistenza di un differenziale di prezzo tra i due mercati, capacità utilizzata – nominata – in modo non coerente con i medesimi differenziali) ovvero massimizzando il benessere sociale.

Il mercato del giorno prima (MGP) italiano è – sin dalla sua creazione – basato su questo principio (che, nel caso in cui è coinvolta un'unica borsa, prende il nome di *market splitting*) e, dal 2011, il *market coupling* è attivo per le allocazioni giornaliere con la frontiera italo-slovena.

Il Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011 ha stabilito che il mercato interno per l'energia elettrica sia completato entro il 2014, richiedendo in particolare ai regolatori nazionali, in coordinamento con ACER (l'Agenzia europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia), un impegno particolare per raggiungere l'integrazione dei mercati del giorno prima attraverso il *market coupling*.

A partire dal 14 maggio 2014, le borse elettriche di 17 paesi europei (Austria, Belgio, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Lettonia, Lituania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Spagna e Svezia) sono integrate attraverso il *market coupling* nell'ambito del progetto PCR (*Price Coupling of Regions*).

L'adesione del mercato italiano al PCR è prevista per la fine del 2014 con riferimento alla frontiera elettrica settentrionale. Il presente documento è finalizzato a chiarire le principali tappe che hanno caratterizzato il processo ed a consultare alcune soluzioni implementative che è necessario adottare per rendere possibile l'integrazione. Il capitolo 2 ripercorre il processo europeo e regionale di integrazione dei mercati nazionali con particolare riferimento al MGP, il capitolo 3 illustra l'approccio coordinato a livello istituzionale su cui si basa il processo, il capitolo 4 identifica le principali tematiche e problematiche identificate nel processo di integrazione del MGP con i mercati confinanti, e presenta ulteriori elementi sui quali l'Autorità intende chiedere un preliminare orientamento degli operatori. Infine, il capitolo 5 intende descrivere quali sono i successivi passi dell'Autorità fino all'avvio del *market coupling* sulla frontiera nord entro il 2014 (con esclusione della Svizzera).

2. Il processo di integrazione dei mercati nazionali

Il processo di integrazione del mercato elettrico europeo ha avuto avvio con la direttiva 96/92/CE, concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica. La Commissione Europea, tuttavia, sin dalla prima relazione sullo stato di attuazione del mercato interno, risalente al 2001, ha evidenziato considerevoli asimmetrie e inefficienze nell'implementazione della direttiva, con

particolare riferimento alle differenti metodologie adottate dagli Stati membri per allocare la capacità di interconnessione.

Per questa ragione, accanto all'approccio normativo, basato sull'adozione in ambito nazionale di regole comuni decise in ambito sovranazionale, la Commissione ha promosso un approccio volontario, basato sulla cooperazione tra istituzioni degli Stati membri (Governi e Autorità di regolazione), finalizzato a definire e a dare attuazione ad un modello condiviso di funzionamento del mercato elettrico.

2.1. Dall'approccio volontario...

L'11 novembre 2003 la Commissione Europea, con decisione 796, ha istituito ERGEG, gruppo di lavoro dei regolatori europei per l'elettricità e il gas, affidando a questo organismo il compito di incoraggiare la cooperazione ed il coordinamento dei regolatori nazionali, allo scopo di promuovere lo sviluppo del mercato interno.

ERGEG – ritenendo più efficace e agevole adottare un approccio graduale di integrazione dei mercati nazionali che prevedesse, quale obiettivo intermedio, l'integrazione su base regionale – ha lanciato le Iniziative Regionali Elettriche (ERI), organizzate su sette regioni elettriche, tra cui la regione Centro Sud, a cui appartiene l'Italia, insieme a Francia, Austria, Slovenia, Germania e Grecia. La Svizzera, pur non facendo parte della regione elettrica in quanto Paese non membro dell'Unione Europea, è stata ammessa a partecipare ai lavori.

Il coordinamento all'interno della regione è affidato, dal 2006, ad un regolatore di riferimento (*lead regulator*), che per la regione Centro Sud è l'Autorità italiana. I progressi ottenuti sono stati presentati annualmente da ERGEG al Forum dei regolatori elettrici europei (Forum di Firenze o *Florence Forum*).

In occasione del 15° Forum di Firenze, tenutosi il 24 e 25 novembre 2008, è stato istituito il gruppo di lavoro *Project Coordination Group* (PCG) – presieduto da ERGEG e composto da rappresentanti della Commissione europea, degli Stati membri, di ETSO (associazione europea dei gestori di rete), Europex (associazione europea delle borse elettriche), Euroelectric (associazione europea di produttori e distributori) ed EFET (associazione europea dei *trader*) –, a cui è stato affidato il compito di elaborare un modello per armonizzare la gestione coordinata delle congestioni sia a livello regionale che pan-europeo e di proporre una road map che ne tracciasse il percorso di implementazione. Dopo un anno di lavoro, il PCG ha presentato al 17° Forum di Firenze, tenutosi a Roma nei giorni del 10 e 11 dicembre 2009, un modello per la gestione delle congestioni (cosiddetto *electricity target model*) volto principalmente a favorire il trading transfrontaliero. Relativamente all'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera nel giorno prima (cioè il giorno antecedente quello di flusso fisico di energia sulla rete), la proposta prevedeva l'adozione del *market coupling* attraverso la modalità del *price coupling* entro il 2015, individuando i seguenti requisiti:

- a) l'adozione di un comune algoritmo per il calcolo del prezzo e delle quantità di equilibrio nei mercati del giorno prima delle diverse zone dei sistemi nazionali;
- b) l'armonizzazione dei tempi di chiusura delle sessioni di negoziazione nei differenti mercati nazionali (cosiddetto *Gate Closure Time* – GCT);
- c) la condivisione, tra i gestori di mercato, delle informazioni relative alle offerte;
- d) la compatibilità dei prodotti offerti sui differenti mercati nazionali.

Nel giugno 2009 tre gestori di mercato europei, Epex Spot (Francia/Germania), OMEL (Spagna/Portogallo) e Nord Pool (Scandinavia), hanno lanciato l'iniziativa denominata *Price Coupling of Regions*, con lo scopo di cooperare per la realizzazione di un modello di *market coupling* e la creazione dell'algoritmo unico di risoluzione dei diversi mercati in piena rispondenza a quanto previsto dal *Target Model*. Il GME (Gestore italiano dei Mercati Energetici) ha aderito all'iniziativa insieme ad altre borse europee (APX-ENDEX Olanda/Gran Bretagna, Belpex Belgio, OTE Repubblica Ceca).

2.2. ...all'approccio normativo

Con l'entrata in vigore, nel settembre 2009, del cd. "terzo pacchetto" (composto, per il settore elettrico dalla direttiva 2009/72 e dai regolamenti 713/2009 e 714/2009), il coordinamento delle iniziative regionali è stato affidato all'Agenzia per la Cooperazione tra Regolatori Energetici (ACER), divenuta operativa nel marzo 2011. L'Agenzia ha assunto anche i compiti precedentemente attribuiti a ERGEG, sciolto nel luglio 2011 per decisione della Commissione.

L'entrata in vigore del terzo pacchetto prevede tra l'altro la possibilità, da parte della Commissione, di adottare "codici di rete" (ai sensi dell'articolo 6 del Regolamento (CE) 714/2009) predisposti dall'associazione europea dei gestori di rete (ENTSOE-E) sulla base di orientamenti quadro (*Framework Guidelines*) redatti dall'Agenzia, o di adottare di propria iniziativa delle "*Guidelines*" (ai sensi dell'articolo 18 del Regolamento (CE) 714/2009). Questi codici e *Guidelines* – aventi a tutti gli effetti l'efficacia di Regolamenti europei e pertanto direttamente vincolanti per i singoli Stati membri – diverranno lo strumento normativo principe per imporre (approccio *top-down*) l'armonizzazione dei diversi ordinamenti nazionali in misura più spinta che non quanto inizialmente ipotizzato dal *target model*.

ACER, il 29 luglio 2011 ha adottato le *Framework Guidelines* su *Capacity Allocation e Congestion Management* (CACM FG), in cui è stato di fatto trasposto il *target model*. Successivamente, il 27 settembre 2012, ENTSOE_E ha sottoposto ad ACER la bozza definitiva del Codice di rete CACM che ACER ha poi inoltrato alla Commissione, raccomandandone l'adozione con alcune modifiche.

Entro la fine del 2014 la Commissione prevede di concludere, tramite il processo di Comitologia, la procedura di adozione del Codice di rete CACM¹, che contiene – tra l'altro – le norme tecniche di dettaglio per l'implementazione del *market coupling*. È quindi possibile stimare che entro il 2015 (indicativamente ad un anno dall'entrata in vigore del codice) diverrà obbligatorio per tutti gli stati membri allocare la propria capacità di trasporto transfrontaliera sulla base del *coupling*, processo sino ad oggi gestito e promosso in un ambito prettamente volontario.

2.3. Sviluppi nella iniziativa regionale elettrica Centro Sud

Come previsto dal Piano di lavoro "EU Energy Work Plan for 2011-2014" predisposto da ACER su richiesta della Commissione, la regione elettrica Centro Sud sarà una delle ultime regioni a partecipare al processo di *market coupling*, anticipando comunque la scadenza fissata dal futuro codice di rete.

¹ Recentemente la Commissione Europea, durante il Forum di Firenze del 20 e 21 Maggio 2014, ha espresso il proprio orientamento ad adottare tali regole sottoforma di *Guidelines*.

Il Piano di lavoro predisposto nel 2011 prevede infatti un approccio graduale all'integrazione che, partendo dalla regione Centro-Ovest (Francia, Germania, Belgio, Olanda, Lussemburgo) si estenda ad abbracciare l'intera Europa continentale.

Tra le ragioni che hanno portato ad anticipare, rispetto alla nostra regione, l'integrazione dei mercati del Nord-Ovest Europa va annoverata la maggiore inefficienza dell'allocazione esplicita (asta) in contesti, quali il Nord-Ovest, caratterizzati da differenziali di prezzo ridotti e soprattutto poco prevedibili, rispetto a contesti in cui i differenziali sono stabili.

Invero, i prezzi tipicamente più alti che caratterizzano le contrattazioni all'ingrosso nel mercato italiano rispetto ai confinanti hanno, anche in passato, determinato un assetto ricorrente "in importazione" verso il nostro Paese, inducendo, pertanto, sia i soggetti istituzionali coinvolti, sia le controparti estere e i partecipanti al mercato a focalizzare la propria attenzione sulle allocazioni esplicite di lungo termine della capacità rispetto a quelle giornaliere (la regione Centro Sud possiede oggi una modalità molto avanzata di calcolo della capacità di trasporto che consente di massimizzare i volumi di capacità resi disponibili al mercato negli orizzonti temporali annuali e mensili).

Recentemente, anche a seguito della riduzione del prezzo italiano, lo scambio transfrontaliero non è più costantemente unidirezionale. La accresciuta volatilità del differenziale di prezzo tra zona Nord e zone estere ha acuito la complessità di previsione. L'efficienza dell'allocazione esplicita è, conseguentemente, diminuita, rendendo consigliabile il passaggio all'allocazione implicita.

Con riferimento al *market coupling*, il processo di integrazione della iniziativa regionale elettrica Centro Sud ha riguardato in anni recenti la frontiera settentrionale. Il mercato greco, al momento altro unico altro mercato confinante, pur concepito in modo non troppo dissimile da quello italiano, possiede caratteristiche del tutto peculiari (in particolare l'approvvigionamento della riserva contestuale al mercato del giorno prima) che ne hanno sino ad oggi limitato le possibilità di integrazione.

Tra i risultati di maggior successo della cooperazione regionale va senz'altro annoverato l'avvio del *market coupling* tra Italia e Slovenia (2011). Tale progetto, tuttavia, pur essendo un *price coupling* del tutto compatibile con il *target model*, di fatto conserva molte delle peculiarità del mercato italiano (si vedano i capitoli successivi) che richiederanno una modifica ai fini dell'integrazione con il progetto PCR adottato – come detto – dalla gran parte degli altri stati membri.

Per raggiungere l'integrazione allargata agli altri mercati regionali, il 20 novembre 2012, i gestori di rete e di mercato che operano sulle frontiere italiane (Austrian Power Grid AG, BSP Regional Energy Exchange LLC, Elektro-Slovenija d.o.o., EPEX Spot SE, EXAA Abwicklungsstelle für Ennergieprodukte AG, Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., IPTO independent Power Transmission Operator, Operator of Electricity Market S.S., RTE Réseau de transport d'électricité, Swissgrid AG e Terna S.p.A Rete Elettrica Nazionale) hanno sottoscritto un accordo di cooperazione, il Pre e Post *Coupling* Project – PPC, per definire un disegno comune compatibile con il progetto PCR. Il team di lavoro è presieduto da Terna e GME.

Il 13 marzo 2013, è stata illustrata ai regolatori la struttura generale del progetto, con la previsione dell'avvio del *coupling* entro la fine del 2014, per le sole frontiere che soddisfano i pre-requisiti stabiliti in fase di progettazione (i.e. designazione della borsa nazionale con cui realizzare il *coupling*, armonizzazione delle tempistiche di chiusura delle contrattazioni e di pagamento, modifica delle regole di funzionamento del mercato in modo che siano compatibili con l'algoritmo del PCR, ecc...). Se in alcuni Paesi i prerequisiti non dovessero essere soddisfatti entro la data prefissata, è previsto che il processo di implementazione prosegua comunque per gli altri Paesi.

Il 25 novembre 2013 l'Autorità italiana, in qualità di *lead regulator*, ha fornito, in nome e per conto dei regolatori della regione, il pieno supporto al progetto, indirizzando ai suoi rappresentanti una lettera in cui raccomanda il passaggio alla fase implementativa con la massima urgenza e assicura ai *partners* il riconoscimento dei costi, purché ragionevoli, proporzionati, efficienti e verificabili sulla base delle procedure nazionali di controllo.

3. Impegno istituzionale

Il processo di attuazione del disegno di *market coupling* si è sviluppato attraverso una fitta attività di cooperazione inter-istituzionale, sia in ambito nazionale che sovranazionale.

Per quanto riguarda l'ambito nazionale, l'Autorità ed il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) hanno coordinato le azioni di GME e Terna, al fine di sollecitare la formulazione di proposte per la risoluzione delle problematiche derivanti dall'armonizzazione del mercato elettrico italiano al *target model*.

Per ciascuna delle tematiche individuate (per le quali si rimanda al successivo capitolo), sono state valutate possibili soluzioni alternative, nell'intento di selezionare quelle più efficienti e dal minore impatto sugli operatori di mercato italiani. In particolare, nell'introdurre i cambiamenti di disegno necessari, si è tenuto conto, per quanto possibile, degli inevitabili costi e tempi di adeguamento, applicando, laddove consentito dai vincoli del percorso attuativo, il criterio di gradualità nell'implementazione delle soluzioni. Ciò ha condotto, in alcuni casi, all'identificazione di soluzioni transitorie, valutate quale miglior compromesso tra le opposte opzioni di dare diretta ed immediata attuazione al modello a regime ovvero rimandarne del tutto l'attuazione, in attesa della coerenza delle norme europee in materia.

Per quanto concerne l'ambito sovranazionale, l'Autorità italiana è stata impegnata in un intenso processo di confronto, sia a livello regionale che pan-europeo.

Conformemente a quanto previsto dall'approccio delle iniziative regionali, l'interazione è avvenuta con gli altri regolatori, con i gestori di rete e di mercato ed, infine, con tutti gli stakeholders, negli incontri appositamente dedicati alla condivisione delle informazioni. Anche in questo contesto, l'Autorità ha ispirato la sua azione al perseguimento della minimizzazione dell'impatto sugli operatori del mercato elettrico italiano dei cambiamenti necessari a rispettare l'obiettivo del completamento del mercato interno al 2014.

Infine, in ambito pan-europeo, attraverso la partecipazione agli incontri dell'AESAG (gruppo coordinato da ACER cui partecipano tutte le associazioni europee in qualche modo interessate al processo di integrazione dei mercati nazionali), l'Autorità ha tenuto costantemente informati ACER, gli altri regolatori europei e tutte le parti interessate, riguardo agli sviluppi del processo di *market coupling* nella regione Centro Sud Europa, condividendo con il regolatore tedesco la responsabilità della roadmap interregionale.

4. Le principali tematiche connesse all'avvio del *coupling*

L'analisi condotta dai gestori di rete (TSO) e dalle borse (PX) della regione Centro Sud Europa nell'ambito del progetto per l'adesione al *coupling* europeo sulle frontiere italiane ha permesso di identificare i principali fattori di rischio rispetto all'avvio del *market coupling* che, ad oggi, riguardano:

- per l’Austria la tempestiva conclusione del processo di selezione della borsa nazionale con cui realizzare il *market coupling* (sono infatti operative due borse elettriche);
- per la Francia, l’impossibilità di implementare il *market coupling* con la frontiera nord italiana parallelamente all’avvio del *flow based market coupling* in programma per Novembre 2014 nel centro Europa;
- per l’Italia, l’impatto del cambiamento delle tempistiche di pagamento relative al saldo delle posizioni aperte nei confronti di GME;
- per la Svizzera l’esito del processo di negoziazione dell’accordo istituzionale con la Commissione Europea di cui oggi non è stimabile una possibile data di ratifica e che con ogni probabilità non si concluderà prima del 2016;
- per la Grecia, la ristrutturazione complessiva del mercato, che richiederà la posticipazione dell’avvio della fase operativa per almeno tutto il 2015.

In particolare, nel seguito, saranno descritte le principali criticità e le relative soluzioni identificate al fine di allineare il disegno nazionale italiano al *target model*. Il completamento del processo di integrazione con i mercati confinanti attraverso il *market coupling* richiede l’azione coordinata dell’Autorità, del MiSE, del GME e di Terna. Per fornire una visione organica del processo, questo documento presenta un sintetico quadro sistemico delle linee di azione da intraprendere per l’accoppiamento dei mercati, anche se di competenza di altri soggetti, inquadrando in tale contesto quelle di competenza dell’Autorità.

4.1. Algoritmo di risoluzione del mercato

Attualmente l’algoritmo di selezione delle offerte utilizzato da GME per la risoluzione di MGP e del mercato intraday prevede la massimizzazione del valore netto delle transazioni in termini assoluti (compatibilmente con i limiti di trasporto tra le zone) e, per quanto concerne MGP, il calcolo del Prezzo Unico Nazionale (PUN).

Il *target model* prevede l’adozione di un comune algoritmo per il calcolo del prezzo e delle quantità di equilibrio nei mercati del giorno prima delle diverse zone appartenenti ai sistemi nazionali.

Tale algoritmo, denominato Euphemia, è stato sviluppato in maniera cooperativa nell’ambito del progetto PCR. In particolare è stato sviluppato in modo da tenere conto delle caratteristiche e dei prodotti dei singoli mercati nazionali aderenti al progetto rendendole tra loro compatibili, nel tentativo di preservarne alcune specificità, laddove possibile.

Euphemia prevede la massimizzazione del valore netto delle transazioni su base giornaliera, anziché oraria, come invece avviene per l’algoritmo attualmente utilizzato dal GME. Inoltre, sulla base di procedure definite dal PCR, nel ricercare la soluzione Euphemia deve rispettare tempistiche piuttosto stringenti (10 minuti) se rapportate alla complessità computazionale del problema. Ciò comporta la potenziale selezione di soluzioni che non garantiscono la massimizzazione in termini assoluti del valore netto delle transazioni, contrariamente a quanto accade oggi con con l’algoritmo del GME.

Relativamente al mercato italiano, l’unica peculiarità di cui è stato necessario tenere conto è la modalità di calcolo del prezzo pagato dagli acquirenti, pari, in ciascuna zona di mercato, al Prezzo Unico Nazionale (PUN). Come è noto, tale prezzo, corrispondente alla media ponderata dei prezzi zionali, non è calcolato ex post, ovvero successivamente alla determinazione dei prezzi zionali, ma è calcolato congiuntamente alla determinazione di questi ultimi, ciò al fine di evitare incongruenze nell’accettazione/rigetto delle offerte di acquisto con indicazione di prezzo.

Il vincolo imposto ad Euphemia dal calcolo del PUN, analogamente a tutti gli altri vincoli che esprimono le caratteristiche dei singoli mercati nazionali, potrebbe entrare in conflitto con il vincolo temporale che il processo di selezione della soluzione deve rispettare, facendo insorgere, in tal caso il rischio di “disaccoppiamento”. Al fine di contenere tale rischio, in condizioni critiche, potrebbe essere previsto il calcolo del PUN ex-post, anche se ciò potrebbe comportare un aumento di offerte paradossalmente accettate/rifiutate come sopra descritto.

Infine, l’attuale metodologia di calcolo rispetta il vincolo che il controvalore complessivo delle offerte di acquisto accettate e valorizzate al PUN sia necessariamente pari al controvalore delle medesime offerte valorizzate al rispettivo prezzo zonale (cd. vincolo di bilancio del PUN) .

La suddetta caratteristica è stata riprodotta nell’algoritmo del PCR ma ciò ha comportato la necessità di introdurre un rilassamento del vincolo sopra descritto che potrebbe determinare una differenza minima (con un limite massimo di pochi Euro per ciascuna ora) del controvalore delle offerte nei due casi.

4.2. Gate closure time

Attualmente la sessione del Mercato del Giorno Prima si conclude alle ore 9:15 del giorno precedente il flusso fisico di energia sulla rete (D-1).

Il *target model* prevede l’armonizzazione dei tempi di chiusura delle sessioni di negoziazione nei differenti mercati nazionali. Tale gate closure è stata fissata alle ore 12:00 del giorno D-1.

Relativamente al mercato italiano occorre pertanto prevederne la posticipazione della corrente chiusura (9:15 D-1).

Tale tematica, comprendente anche la complessiva riorganizzazione delle tempistiche delle sessioni o sottofasi dei mercati successivi a MGP (MI e MSD) e alla riorganizzazione degli orari registrazione delle transazioni e dei programmi sulla PCE, è stata oggetto di consultazione da parte di TERNA² e GME³ per le parti di rispettiva competenza a cui si rimanda per approfondimenti.

In riferimento alla consultazione di GME si segnala che essa determinerà delle modifiche alle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (nel seguito: DTF) del mercato a Pronti (MPE) ai sensi di quanto previsto dal Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: TIDME) con particolare riferimento:

- al posticipo della chiusura di contrattazione su MGP alle ore 12:00 del D-1;
- allo spostamento dei termini di pubblicazione degli esiti del mercato;
- alla riorganizzazione temporale di MI e MSD;
- all’introduzione di una nuova sessione di MI;

Sempre con riferimento alla consultazione del GME, essa determinerà delle modifiche alle DTF della Piattaforma Conti Energia (di seguito: PCE) con particolare riferimento:

² <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=zoji8DbAiw0%3d&tabid=3373&mid=1486>

³ http://www.mercatoelettrico.org/IT/MenuBiblioteca/Documenti/20140226ConsultazioneGME_01_2014_ModificaGateClosureMGP.pdf

- revisione delle tempistiche per la registrazione delle transazioni commerciali sulla PCE e dei relativi programmi.

Con riferimento a questa specifica modifica delle DTF PCE, l'Autorità verifica la proposta del GME.

In riferimento alla consultazione di Terna, si segnala che con la Deliberazione 6 Giugno 2014, 265/2014/R/EEL, l'Autorità ha verificato positivamente, per quanto di propria competenza, la proposta di modifica del Codice di Rete di Terna rispetto all'esigenza di modificare le tempistiche dei mercati ai fini dell'integrazione del MGP con quello dei paesi confinanti e in particolare:

- l'opportunità di introdurre una nuova sessione di MI e conseguentemente una nuova sottofase di MSD nei termini indicati da GME e Terna nelle rispettive consultazioni e al conseguente aggiornamento del Codice di Rete e i relativi allegati;
- l'opportunità di, accogliere la proposta formulata da Terna e GME che prevede l'anticipazione di 30 minuti della pubblicazione degli esiti di MI2, in modo tale da consentire agli operatori che lo ritenessero fattibile di presentare le proprie offerte nel MSD1 facendo riferimento ai suddetti esiti.

4.3 Tempistiche di pagamento

La tempistica dei pagamenti del mercato elettrico italiano è definita dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (nel seguito: DTF) relative al TIDME, approvata dal MiSE previo parere dell'Autorità (ai sensi dell'articolo 5 comma 1 del decreto legislativo 79/99). Attualmente tale tempistica (15° giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di consegna, nel seguito: *regola M+2*) è diversa da quella adottata dalle borse elettriche europee e dove il saldo delle reciproche posizioni avviene, il 2° giorno lavorativo successivo, nel seguito: *regola D+2*. Coerentemente, anche nel progetto PPC si prevede l'adozione della medesima regola per le transazioni tra borse.

Tale regola è di norma estesa anche alla regolazione delle partite economiche tra le borse e gli operatori di mercato. Ciò consente, tra l'altro di ridurre il rischio controparte e pertanto di ridurre le garanzie finanziarie in capo agli stessi operatori.

Il problema dello sfasamento della tempistica di pagamento è già stato affrontato e risolto nell'ambito del progetto di *market coupling* tra Italia e Slovenia lanciato nel 2011. La soluzione adottata prevede che il GME effettui la regolazione delle partite economiche con la controparte slovena secondo la regola del D+2. Al fine di consentire al GME di anticipare tale pagamento è stato predisposto un meccanismo di finanziamento attraverso cui CCSE fornisce al GME la liquidità necessaria per pagare la controparte estera in anticipo rispetto a quando il GME stesso regolerà tale ammontare con gli operatori italiani.

L'estensione del *market coupling* a tutte le frontiere italiane richiede il cambiamento dell'attuale regola di pagamento e l'adozione, anche per le controparti italiane, della regola D+2. Il meccanismo di finanziamento utilizzato nel caso del *coupling* tra Italia e Slovenia per consentire al GME di sostenere finanziariamente lo sfasamento temporale tra incassi e prelievi ha natura temporanea e non si presta ad essere implementato su larga scala.

Tuttavia, l'accorciamento repentino dei tempi di pagamento, fin dall'avvio del *coupling*, previsto per la fine del 2014, genererebbe gravi difficoltà di gestione finanziaria per gli operatori grossisti, in special modo gli acquirenti netti, tra cui in particolare l'Acquirente Unico per l'approvvigionamento su base spot del mercato tutelato, nonché gli operatori di dimensioni minori e non integrati

verticalmente con la produzione, in quanto esposti a maggiori difficoltà di accesso al credito bancario. Qualora tali operatori si vedessero costretti ad abbandonare la borsa e dovessero ricorrere esclusivamente alla contrattazione bilaterale, sarebbero esposti a maggiori costi di transazione rispetto a quelli attualmente sostenuti nell'ambito del sistema gestito dal GME.

Per tale ragione l'Autorità ritiene che l'adeguamento delle tempistiche di pagamento a quelle del *target model* europeo debba avvenire con gradualità, adottando transitoriamente una soluzione simile a quella già implementata per il *market coupling* sul confine italo-sloveno, limitatamente alle sole frontiere elettriche di Austria, Francia e Slovenia. Tale soluzione consentirebbe di avviare il *market coupling* entro il 2014 o comunque nel più breve tempo possibile e garantire agli operatori continuità operativa.

La soluzione transitoria comporta, quindi, da un lato l'identificazione del soggetto finanziatore che, in continuità con la soluzione italo-slovena, si ritiene ragionevole identificare nella Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) e, dall'altro, delle modalità di copertura degli oneri finanziari.

La soluzione delineata per il periodo transitorio dovrebbe essere neutrale, dal punto di vista economico, per gli operatori istituzionali.

Inoltre, il periodo transitorio dovrà avere una durata limitata, non estendendosi oltre la fine del 2015.

L'implementazione della soluzione transitoria comporta quindi che GME restituisca a CCSE gli importi da questa versati ai fini dell'anticipo del pagamento, da parte di GME alle controparti estere, dell'energia importata. Tali importi sono comprensivi degli interessi maturati, calcolati sulla base del tasso di interesse, relativo al servizio di tesoreria, ottenuto da CCSE sulle proprie giacenze, al fine di rendere neutrale, in termini economici, la posizione della CCSE.

Con riferimento alla soluzione di regime, essa dovrà prevedere un passaggio al saldo delle posizioni sul mercato dell'energia (MGP e MI) in linea con la prassi attualmente in vigore nei mercati esteri aderenti al progetto di *market coupling*. La soluzione potrebbe ragionevolmente entrare a regime a partire dal 1 gennaio 2016.

4.4. Ulteriori elementi

Per quanto non vincolanti all'avvio del *market coupling* sulle frontiere nord, esistono ulteriori elementi dei quali l'Autorità ritiene opportuno informare i soggetti interessati, per completezza del quadro e al fine di raccogliere i loro preliminari orientamenti.

4.4.1. Limiti di prezzo su MGP, MI e MSD

Attualmente le offerte in acquisto sul mercato elettrico (MGP e MI) sono limitate amministrativamente da un limite superiore (*cap*) pari al VENF, quantificato dall'Autorità in 3.000 €/MWh e un limite inferiore (*floor*), pari a 0 €/MWh come stabilito nelle DTF ai sensi del TIDME.

Anche se la scelta del *cap* e del *floor* e la loro armonizzazione a livello europeo non sono oggetto esplicito del *target model*, il codice CACM ne delinea il futuro allineamento a livello sovranazionale. In particolare, il *market coupling* avviato nell'ambito del progetto PCR ha già

effettuato la scelta di identificare un unico *cap* (pari a 3.000 €/MWh) e un unico *floor* (pari a -500 €/MWh)⁴.

Relativamente al mercato italiano sarà essenziale rivedere il *floor* in linea con le scelte implementate dal Progetto PCR, in modo da attuare una piena armonizzazione del nostro mercato con quelli confinanti, consentendo tra l'altro di esportare energia anche in presenza di prezzi negativi nei mercati confinanti.

4.4.2. Tipologie di prodotti scambiabili nel mercato

Attualmente le offerte sul mercato italiano sono basate su prodotti orari senza vincoli intertemporali tra gli stessi e l'ottimizzazione del social welfare avviene su base oraria.

L'algoritmo Euphemia, che massimizza il welfare sulle 24 ore, è in grado di gestire contestualmente differenti tipologie di prodotti, tipicamente quelli in uso nei mercati nazionali che hanno avviato per primi il *market coupling*. L'adozione anche da parte di GME del medesimo algoritmo potrebbe quindi consentire, potenzialmente, anche al nostro mercato di adottare ulteriori prodotti, rispetto a quelli attualmente utilizzati.

A titolo meramente esemplificativo si elencano di seguito alcune tipologie di offerte (di acquisto e/o vendita) gestibili dal nuovo algoritmo.

1. Offerte complesse:
 - a. Offerte soggette al vincolo di minimo ricavo: si tratta di una serie di offerte di vendita orarie presentate da un medesimo operatore, legate da un vincolo di minimo ricavo. Ciascuna delle offerte orarie viene rifiutata se, nel loro complesso, non permettono di coprire i costi di produzione dell'operatore (la condizione di minimo ricavo è tipicamente costituita da un ammontare fisso legato ai costi di *start up* e da un ammontare variabile legato ai costi variabili);
 - b. Offerte soggette a vincolo di gradiente: si tratta di una serie di offerte orarie in cui l'accettazione di ciascuna offerta è soggetta ad un vincolo di massimo incremento o decremento rispetto alla offerta accettata immediatamente precedente.
2. Offerte a blocchi standard (blocchi di offerte orarie di uguale volume – tipicamente consecutive - aventi un unico prezzo di riferimento).
3. Offerte a blocchi profilate (blocchi di offerte con volume variabile e unico prezzo di riferimento).
4. Offerte a blocchi collegate (in cui l'accettazione di un blocco indicato dall'operatore come secondario (*child*) è soggetta all'accettazione di un blocco indicato come primario (*parent*)).

5. Prossimi passi

In conclusione, si illustrano di seguito le scadenze attese per i prossimi adempimenti che sono funzionali all'avvio del progetto di *market coupling*:

1. CASC.eu (la società che gestisce le aste per la capacità di interconnessione con l'estero per i confini italiani) ha posto in consultazione le regole per lo svolgimento delle aste esplicite per il 2015 prevedendo, per le frontiere con Austria e Francia la sostituzione delle aste esplicite

⁴ A rigore è opportuno sottolineare come i valori del *cap* e del *floor*, se legati alla disponibilità a pagare/essere remunerati degli acquirenti/venditori, dovrebbero essere differenti da sistema a sistema.

con il *market coupling*. In questo stesso documento sono consultate le modalità di svolgimento delle cosiddette “shadow auctions” in casi eccezionali di indisponibilità del *coupling*. La consultazione si concluderà il 25 luglio 2014.

2. GME, in concomitanza con la presente consultazione, pubblica a propria volta un documento per consultare le soluzioni di dettaglio che comportano modifiche della disciplina del mercato e delle relative disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) che andranno poi trasmesse al MiSE per approvazione, sentita l’Autorità;
3. il MiSE, sentita l’Autorità, approva le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (di seguito: TIDME) proposte da GME;
4. l’Autorità:
 - a. adegua la propria regolazione con particolare riferimento alle specificità dell’algoritmo sviluppato in ambito PCR (ottimizzazione giornaliera e non più oraria, possibile rilassamento del vincolo di bilancio del PUN, gestione ordine di priorità delle offerte);
 - b. verifica la proposta del GME inerente la modifica delle tempistiche di chiusura della registrazione di transazioni e programmi sulla Piattaforma dei Conti Energia (PCE);
 - c. incarica CCSE di fornire la necessaria copertura finanziaria a GME per l’avvio del *market coupling* sulla base della soluzione transitoria e individua il tasso di interesse di tale finanziamento;
 - d. approva le regole d’asta predisposte da CASC e vevoli per il 2015 (comprehensive dei meccanismi sostitutivi in caso di impossibilità ad eseguire il *market coupling*).
 - e. approva gli accordi di *market coupling* tra GME, Terna e le rispettive controparti estere.