

**PROPOSTE DI CONSULTAZIONE GME PER L'INTEGRAZIONE
DEL MERCATO ELETTRICO AI MERCATI UE**

DCO 04/2014 GME

e

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

DCO 356/2014/R/eel AEEGSI

Osservazioni di ASSOELETTRICA

15 settembre 2014

Il presente documento riporta in maniera unitaria le risposte e le osservazioni di Assoelettrica alle consultazioni pubblicate contestualmente dall'Autorità e dal Gestore dei Mercati Energetici.

Considerazioni di carattere generale

Assoelettrica accoglie favorevolmente l'iniziativa del Gestore dei Mercati Energetici (GME) finalizzata a raccogliere le osservazioni degli operatori attivi sul mercato italiano in relazione all'imminente estensione del meccanismo di market coupling ai confini del nord Italia. Si ritiene, infatti, che l'implementazione a livello nazionale del Target Model europeo per il mercato elettrico richieda un attento monitoraggio ed un'attiva partecipazione di tutti gli attori coinvolti nel processo (AEEGSI, GME, Terna e gli operatori di mercato) al fine di garantire la piena compatibilità delle nuove regole con le peculiarità del mercato elettrico italiano.

Assoelettrica, in questi ultimi anni, ha partecipato attivamente al processo che ha portato all'elaborazione del Codice di rete CACM, attualmente in fase di adozione finale sotto forma di Linee Guida , ed ha seguito le iniziative, quali il Price Coupling of Regions (PCR), che hanno portato allo sviluppo di un modello di market coupling applicabile su scala europea.

L'esperienza del market coupling tra Italia e Slovenia ha inoltre mostrato i benefici del meccanismo in termini di utilizzo efficiente della capacità di interconnessione e di sviluppo della liquidità sui mercati all'ingrosso dell'energia.

Assoelettrica esprime, quindi, un giudizio generalmente positivo in relazione all'implementazione del progetto di market coupling europeo ritenendo che possa portare ad un utilizzo più efficiente della capacità di interconnessione con l'estero e che possa rappresentare un'opportunità aggiuntiva per gli operatori italiani, trader e produttori, di partecipare ai mercati europei.

In proposito, in linea generale, si condividono le proposte dell'Autorità riguardo all'introduzione di nuove tipologie di prodotti scambiabili sul mercato.

Come correttamente sottolineato nel documento di consultazione, non bisogna però sottovalutare che, nonostante lo sforzo fatto per l'integrazione nell'algoritmo di coupling delle peculiarità di ciascun mercato nazionale, alcuni interventi di armonizzazione delle regole del mercato elettrico italiano sono necessari. Alcuni di questi adattamenti, e.g. la modifica delle tempistiche di pagamento o l'introduzione dei prezzi negativi, potranno avere un impatto operativo ed economico rilevante sugli operatori attivi nel mercato italiano ed è per tale motivo necessario che siano oggetto di ampia consultazione ed implementati con la dovuta gradualità. In particolare, si dovrebbe evitare l'introduzione di misure transitorie che richiedono oneri implementativi eccessivi se commisurati al periodo di tempo in cui si prevede una loro effettiva applicazione, in modo da garantire agli operatori una certa continuità operativa e tempistiche di adattamento consone allo sforzo richiesto.

Si tenga infine presente che l'implementazione del market coupling su scala europea potrà avere un effetto negativo in termini di trasparenza degli esiti del mercato elettrico italiano, a causa della complessità dell'algoritmo unico di risoluzione del mercato e per la presenza di prodotti con vincoli intertemporali. Per tale motivo Assoelettrica ritiene importante che GME e le borse coinvolte nel progetto PCR garantiscano la massima trasparenza possibile in relazione al funzionamento dell'algoritmo EUPHEMIA e un'adeguata pubblicazione delle offerte e degli esiti dei mercati coinvolti nel meccanismo di coupling.

Assoelettrica desidera, quindi, esprimere le proprie osservazioni in relazione alle proposte di GME ed AEEGSI per un'armonizzazione di quegli aspetti del mercato italiano che richiedono un adeguamento al disegno dei mercati europei in vista dell'implementazione del market coupling.

COMMENTI SPECIFICI

Tempistiche di pagamento

Assoelettrica riconosce che l'estensione del meccanismo di market coupling ai confini del nord Italia comporta alcune problematiche implementative legate alle differenti tempistiche di regolazione delle partite economiche e fatturazione previste da GME rispetto agli operatori dei mercati esteri. La soluzione attualmente in vigore per il progetto di market coupling tra Italia e Slovenia ha infatti natura transitoria e non sembra sostenibile nel medio e lungo termine in quanto potrebbe generare oneri a carico della collettività che risulterebbero particolarmente rilevanti nel momento in cui il coupling sarà esteso a tutti i confini del nord Italia, Svizzera compresa. Si riconosce quindi la necessità di introdurre, a regime, un'armonizzazione delle tempistiche di pagamento previste nel mercato elettrico italiano a quelle in vigore sui mercati europei, ossia un anticipo in D+2. Ci preme sottolineare tuttavia che un'efficace implementazione di questa soluzione non può prescindere da una revisione delle procedure con cui gli operatori di mercato si interfacciano con il GME. Ad oggi, infatti, la regolazione dei pagamenti su MGP e MI prevede la gestione contemporanea di diverse fatture attive e passive con relativa transazione bancaria: si tratta di una procedura onerosa che può essere gestita su base mensile, ma che non può essere replicata su base giornaliera. Occorre, pertanto, rivedere i meccanismi di pagamento, ipotizzando il passaggio ad una clearing house o, in alternativa, l'adozione di sistemi di regolazione automatica su conto dedicato (come ad esempio accade su CASC). Il passaggio alla regolazione dei pagamenti in D+2 necessita quindi l'aggiornamento delle procedure amministrative e gestionali messe in atto dagli operatori con conseguenti sviluppi informatici che richiedono un congruo periodo di tempo, preferibilmente 12 mesi, per un'adeguata implementazione.

Per questo motivo Assoelettrica ritiene fondamentale che GME già a fine 2014, o al più tardi in gennaio 2015, sottoponga a consultazione la propria proposta per la riduzione a regime delle tempistiche di pagamento in modo da consentire agli operatori di prepararsi all'entrata in vigore delle nuove regole prevista per l'inizio del 2016.

Si consideri inoltre che, una volta introdotto il pagamento in D+2 per tutti gli acquisti su MGP, i retailer, incluso Acquirente Unico, dovrebbero sostenere gli oneri finanziari legati all'asincronia fra le tempistiche di incasso dai propri clienti finali (M+2) e quelle di pagamento su IPEX. Su questo punto anche l'Autorità ha sottolineato che una repentina riduzione a D+2 delle tempistiche di pagamento previste da GME contemporanea all'estensione del meccanismo di market coupling (i.e. da febbraio 2015) potrebbe spingere molti operatori a passare ad una contrattazione bilaterale (concordando le relative modalità di pagamento direttamente con le controparti) per contenere l'impatto amministrativo della nuova disciplina, il che andrebbe a detrimento della liquidità su MGP.

Si ritiene poi utile sottolineare le peculiarità del mercato nazionale rispetto a quelli esteri in cui non emergono particolari connesse alla discrepanza esistente tra le tempistiche di pagamento previste dalle borse elettriche (D+2) e le tempistiche di incasso degli importi dovuti dai clienti finali. Prendendo ad esempio il caso francese, l'assenza di criticità su questo tema è legato essenzialmente al fatto che il mercato spot transalpino è per lo più un mercato residuale, 60 TWh annui scambiati contro i circa 200 TWh italiani, utilizzato principalmente a fini di bilanciamento del portafoglio degli operatori (immissioni + prelievi) mentre vendite ed acquisti di energia elettrica vengono prevalentemente gestiti tramite contratti bilaterali. In Francia, ma anche in altri Paesi dell'Europa continentale, non vi sono quindi particolari criticità legate ad un'eccessiva esposizione in acquisto sul mercato spot come invece accade sul mercato italiano che viene utilizzato come fonte significativa di approvvigionamento dagli operatori di mercato, tra i quali Acquirente Unico.

Fatte queste premesse, si riporta qui di seguito la risposta ai due spunti per la consultazione proposti nel documento in cui si esprime la posizione di Assoelettrica in relazione alle due soluzioni transitorie suggerite per la gestione del disallineamento tra le tempistiche di pagamento nel mercato italiano e quelle adottate sui mercati europei.

1. Quali sono, dal Vostro punto di vista, i principali vantaggi e svantaggi relativi a ciascuna delle due soluzioni transitorie proposte per la gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento?

La soluzione I proposta nel documento di consultazione, che prevede il passaggio ad un settlement in D+2 sul mercato elettrico a pronti (MGP ed MI), pur mantenendo l'attuale tempistica di fatturazione e pagamento in M+2 (con addebito/accredito degli interessi agli operatori), non sembra implicare vantaggi tali da giustificare una sua introduzione nel primo

periodo transitorio (febbraio-dicembre 2015) di estensione del market coupling ai confini con Francia ed Austria.

Nel documento di consultazione viene sottolineato che il settlement in D+2, previsto nella soluzione I, consentirebbe ai prezzi che si formano sul mercato italiano di essere comparabili con i prezzi risultanti dalle transazioni concluse sugli altri mercati europei che sono soggette ad un settlement giornaliero. Ci preme tuttavia sottolineare che le attuali tempistiche di pagamento previste in Italia ed all'estero sono state introdotte con l'avvio dei rispettivi mercati elettrici ed è quindi scarsamente probabile che gli operatori definiscano le proprie strategie di prezzo tenendo conto delle tempistiche di pagamento per le transazioni concluse nel proprio mercato di riferimento. L'introduzione ex-novo di una regolazione dei pagamenti in M+2 con accredito/addebito degli interessi per la dilazione comporterebbe, invece, una discontinuità nel funzionamento del mercato nazionale con un possibile impatto sui prezzi offerti dagli operatori, e.g. al fine di coprire l'onere aggiuntivo in caso di posizione debitoria netta. Si tenga inoltre presente che, come sopra ricordato, l'onere legato alle tempistiche di pagamento è potenzialmente maggiore per il mercato all'ingrosso italiano rispetto ai mercati esteri, che hanno prevalentemente una funzione di mercato residuale. Di conseguenza la probabilità di influenza delle tempistiche di pagamento sui prezzi di mercato in Italia con l'implementazione della Soluzione I sembrerebbe maggiore rispetto all'impatto dell'obbligo di pagamento in D+2 sui prezzi di mercato esteri, a parità di esposizione dell'operatore verso il sistema.

Gli svantaggi legati all'implementazione della Soluzione I possono essere quindi riassunti come segue:

- Il pagamento degli interessi dovuti per l'anticipo di liquidità da parte del soggetto finanziatore potrebbe risultare particolarmente oneroso per alcuni operatori grossisti, in particolare se acquirenti netti, senza che vi sia la certezza di poter recuperare questo costo aggiuntivo modificando i prezzi offerti sul mercato elettrico a pronti. A questo si aggiunge un possibile incremento delle garanzie prestate dagli operatori debitori netti in ragione di un aumento della loro esposizione verso GME legata alla quota di interessi passivi dovuti al gestore per la dilazione dei pagamenti in M+2.
- La soluzione prevede un'integrazione al processo di fatturazione vigente con l'aggiunta delle fatture contenenti l'ammontare degli interessi, richiedendo quindi agli operatori oneri aggiuntivi di gestione del processo di fatturazione durante il periodo transitorio.

- La soluzione proposta prevede comunque la necessità di individuare un soggetto finanziatore che fornisca a GME la liquidità necessaria per regolare le partite economiche transfrontaliere in esito al market coupling.
- Gli oneri aggiuntivi sostenuti da Acquirente Unico per l'approvvigionamento di energia sul mercato a pronti verranno probabilmente trasferiti ai clienti finali inseriti nel perimetro della maggior tutela tramite un incremento della componente PE ("Prezzo Energia").

La Soluzione I non sembra, quindi, apportare benefici significativi in termini di armonizzazione delle regole del mercato italiano, imponendo invece agli operatori oneri finanziari ed amministrativi aggiuntivi che sembrano difficilmente giustificabili considerando la natura temporanea del regime proposto.

La Soluzione II, invece, pur posticipando l'armonizzazione delle tempistiche di regolazione dei pagamenti con l'implementazione del meccanismo di regime, presenta indubbi vantaggi in vista di una sua implementazione durante il primo periodo transitorio di avvio del market coupling europeo:

- La soluzione consente di mantenere l'attuale modalità di gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento tra Italia e Slovenia senza alcun onere amministrativo e finanziario aggiuntivo per gli operatori di mercato. Questo può avere un effetto positivo anche sulle tempistiche di avvio del meccanismo di coupling.
- Data la durata limitata del periodo transitorio (fino a gennaio 2016) sembra che l'estensione del meccanismo esistente interesserà solo i confini con la Francia, l'Austria e la Slovenia, limitandone così l'impatto sugli oneri generali di sistema .
- Il mantenimento dello status quo consentirà agli operatori ed a GME di concentrare la propria azione sulle misure necessarie all'implementazione della soluzione di regime per l'anticipo a D+2 delle tempistiche di pagamento nel mercato italiano.

Assoelettrica ritiene, quindi, che la dilazione del processo di armonizzazione delle tempistiche di pagamento prevista con il mantenimento dello status quo nella fase transitoria sia ampiamente giustificata dalla opportunità di orientare gli sforzi di GME e degli operatori verso la definizione di una soluzione definitiva in grado di garantire una piena armonizzazione a livello europeo.

2. Quale tra le due soluzioni si ritiene preferibile adottare in funzione di una transizione verso la soluzione definitiva che consegua una completa armonizzazione con i mercati europei?
--

Per le ragioni precedentemente elencate, si ritiene che la Soluzione II, che prevede l'estensione dell'attuale meccanismo di gestione del disallineamento delle tempistiche di pagamento in vigore tra Italia e Slovenia, sia quella preferibile durante la fase di transizione verso la completa armonizzazione con i mercati europei.

Assoelettrica condivide, inoltre, la posizione espressa da AEEGSI su questo tema nel DCO 356/2014/R/EEL attualmente in consultazione, favorevole ad un approccio graduale all'armonizzazione delle tempistiche di pagamento tra mercato italiano e mercati esteri per salvaguardare gli operatori attivi sul mercato italiano (in particolare Acquirente Unico ed i piccoli operatori). L'Autorità sembra quindi favorire una soluzione transitoria molto simile alla Soluzione II proposta da GME, che viene ritenuta come la meno impattante sul funzionamento del mercato elettrico nazionale e quella in grado di garantire una più rapida implementazione del meccanismo di market coupling.

Regole di matching

Assoelettrica riconosce che le modifiche delle regole e modalità di matching del mercato italiano proposte da GME sono inevitabili al fine di consentire il corretto funzionamento dell'algoritmo unico europeo che deve integrare le specificità di tutti i mercati coinvolti.

Per quanto riguarda il calcolo del Prezzo Unico Nazionale (PUN), integrato all'interno dell'algoritmo EUPHEMIA, Assoelettrica ritiene che le possibili violazioni al vincolo di bilancio del PUN per i valori indicati nel documento di consultazione non abbiano un impatto significativo sul mercato. Tuttavia non risulta del tutto chiaro quale sia la procedura che verrà seguita nei casi in cui il vincolo imposto dal calcolo del PUN entri in conflitto con il vincolo temporale (10 minuti) imposto al processo di soluzione del mercato. In questi casi si ritiene infatti che un possibile calcolo del PUN "ex-post" introduca eccessive distorsioni negli esiti del mercato italiano con un possibile aumento delle offerte paradossalmente accettate/rifiutate. Sembrerebbe quindi auspicabile in questi casi optare per il decoupling del mercato italiano facendo ricorso alle procedure di "fallback" (shadow auctions) per l'allocazione esplicita della capacità transfrontaliera. Si potrebbe anche valutare, compatibilmente con l'esigenza di garantire il corretto funzionamento del meccanismo, un

allentamento del vincolo temporale per la risoluzione del mercato nei casi in cui non sia possibile calcolare il PUN entro il periodo di tempo previsto. Si ritiene quindi utile la pubblicazione degli esiti della fase di test dell'algoritmo unico già integrato con il meccanismo di calcolo del PUN (PUN Sub Routine) in modo da poter valutare la frequenza dei casi in cui non sia possibile il calcolo del PUN entro i limiti temporali previsti nell'ambito del PCR.

Come sottolineato nelle osservazioni generali, l'estensione su scala europea del meccanismo di market coupling ridurrà inevitabilmente la trasparenza e la prevedibilità degli esiti del mercato del giorno prima italiano data la complessità dell'algoritmo utilizzato. Le difficoltà nell'anticipare gli esiti di mercato sarà poi tanto maggiore quanto più verrà esteso a livello europeo il metodo di calcolo della capacità "flow based". Per questo motivo Assoelettrica ritiene essenziale che GME e le altre borse coinvolte nel market coupling garantiscano la massima trasparenza possibile nel descrivere il funzionamento dell'algoritmo unico EUPHEMIA e nella pubblicazione degli esiti di ciascun mercato.

In occasione del Market coupling Forum, tenutosi a Roma il 16 luglio 2014, è stato anticipato che in ottobre 2014 verrà lanciata una fase di test rivolta agli operatori del mercato italiano con l'obiettivo di finalizzare le procedure e le tempistiche del meccanismo di market coupling (PCR) sui confini italiani. Allo stesso tempo sarebbe tuttavia utile l'avvio di una fase di "parallel run" del mercato italiano (in analogia a quanto avviene nella regione CWE per il "Flow-based market coupling"), con conseguente pubblicazione dei risultati ottenuti, al fine di verificare l'impatto dell'utilizzo dell'algoritmo unico europeo sugli esiti del mercato elettrico nazionale rispetto alla situazione attuale.

Si segnala infine che AEEGSI, nel sopraccitato DCO 356/2014, suggerisce la possibilità di estendere le tipologie di prodotto disponibili sul mercato italiano, al momento limitate a prodotti orari senza vincoli intertemporali, introducendo alcuni dei prodotti già disponibili negli altri mercati uniti dal meccanismo di market coupling (i.e. offerte complesse, offerte a blocchi etc.). L'algoritmo utilizzato da GME nell'ambito del PCR ne consentirebbe, infatti, l'adozione senza particolari interventi. Assoelettrica ritiene che GME ed Autorità dovrebbero considerare favorevolmente questa opportunità, in quanto accrescerebbe la flessibilità degli operatori nella definizione delle proprie offerte sul mercato al fine di garantire, ad esempio, una più accurata valorizzazione delle prestazioni degli impianti di generazione. Si ritiene, quindi, che un'estensione delle tipologie di

prodotto rese disponibili da GME potrebbe facilitare la partecipazione degli operatori al mercato elettrico nazionale con effetti positivi anche in termini di liquidità.

Comunicazione agli operatori in caso di decoupling

Assoelettrica concorda con GME sulla necessità di informare tempestivamente gli operatori nei casi in cui insorga il rischio di decoupling e nei casi in cui il decoupling venga effettivamente dichiarato con l'attivazione delle procedure di fall-back. Si ritiene quindi opportuna una modifica della Disciplina del Mercato Elettrico in tal senso.

In particolare si richiede a GME di utilizzare per queste comunicazioni i contatti (numeri di telefono e fax e indirizzi e-mail) degli utenti abilitati al mercato per ciascun operatore registrato, in modo da garantire un'effettiva diffusione delle informazioni ai soggetti che operano sul mercato all'ingrosso italiano.

Riapertura della seduta di mercato: second auction

Assoelettrica è favorevole alla modifica della Disciplina proposta da GME che prevede la possibilità di riapertura della seduta di mercato per un eventuale modifica delle offerte precedentemente presentate nei casi indicati nel documento di consultazione (i.e. riapertura della seduta da parte di una PX, raggiungimento dei limiti di prezzo previsto sul mercato, decoupling su una delle frontiere interessate dal PCR).

In relazione alla riapertura della sessione di mercato in caso di raggiunti limiti di prezzo, è utile tuttavia sottolineare che in alcuni dei mercati confinanti a quello italiano (Francia, Svizzera ed Austria) questi limiti non corrispondono agli effettivi limiti minimi e massimi di prezzo in vigore su detti mercati, ma a limiti intermedi opportunamente individuati. Dal documento di consultazione non sembra emergere chiaramente la posizione di GME in relazione all'applicazione di questa norma sul mercato italiano.

Limiti di prezzo

Assoelettrica riconosce che, nell'ottica di una crescente integrazione dei mercati all'ingrosso europei, sarà necessario procedere ad un progressivo allineamento dei limiti di prezzo vigenti nei diversi mercati nazionali al fine di evitare possibili distorsioni degli esiti di mercato ottenuti tramite il meccanismo di market coupling. Si ritiene però che l'impatto

dell'introduzione di un limite di prezzo minimo negativo nel mercato italiano (e.g. -500 €/MWh) debba essere attentamente valutato prima di procedere ad una modifica delle regole vigenti.

Al fine di valutare l'impatto dei prezzi negativi sul mercato italiano rispetto a quanto sperimentato all'estero, si ribadisce che la maggior parte dei mercati all'ingrosso europei sono mercati residuali, ossia utilizzati principalmente a fini di bilanciamento del portafoglio degli operatori, mentre i volumi scambiati sul mercato italiano sono di gran lunga più consistenti. La formazione di prezzi negativi potrebbe avere quindi un effetto potenzialmente più rilevante sulla redditività dei produttori localizzati nel mercato italiano rispetto a quanto avviene nei mercati esteri, richiedendo così la presenza di un quadro regolatorio coerente che consenta di mitigare i rischi legati a questa modifica normativa. Per questo motivo Assoelettrica ritiene opportuno che AEEGSI e GME, prima di procedere all'introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano, avviino un'attenta valutazione degli ulteriori interventi necessari a garantire la coerenza dell'intero quadro regolatorio nazionale, e.g. introduzione di prezzi negativi su MSD, modalità di offerta dell'energia da parte di GSE nell'ambito del regime di ritiro dedicato etc.. Non si ritiene quindi auspicabile che la modifica dei limiti di prezzo sul mercato italiano avvenga in concomitanza con l'estensione del market coupling al confine con la Francia nel corso del 2015. Si richiede, invece, l'avvio di una fase di consultazione relativa a tutte le misure necessarie in vista dell'introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano.

Si tenga inoltre presente che la versione delle Linee Guida CACM , attualmente in fase di adozione, prevede un periodo di 16 mesi entro il quale le borse elettriche ed i TSOs coinvolti nel meccanismo di market coupling dovranno elaborare e mettere in consultazione una proposta comune per i limiti di prezzo minimo e massimo da applicare ai mercati del giorno prima europei. Le tempistiche previste dalle Linee Guida sembrano quindi del tutto in linea con l'esigenza di valutare e consultare eventuali ulteriori modifiche del quadro regolatorio italiano prima di procedere all'armonizzazione con gli altri mercati europei.