

Mercati elettrici: le cinque sfide quantitative per l'integrazione Ue.

Come far evolvere il mercato Day ahead dell'energia elettrica europeo in maniera armonica, a partire dalla sua prima fase verso il futuro? Come fornire corretti segnali di prezzo ai vari prodotti nei mercati dell'energia elettrica? E' possibile integrare - e se sì come - i mercati dell'energia e della riserva? E ancora, come disegnare al meglio le configurazioni zonali nei mercati day ahead dell'energia elettrica?

Durante la conferenza conclusiva della Cost Action TD 1207 "Mathematical Optimization in the Decision Support Systems for Efficient and Robust Energy Networks" (www.energy-opt.eu), tenutasi all'Università di Modena nei giorni 29-31 marzo scorsi, sono state discusse queste tematiche e lanciate delle sfide ad una vasta platea di esperti di tutto il mondo. La plenary organizzata dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico si è concentrata sul tema della evoluzione armonica dei mercati day ahead e di bilanciamento europei e ha presentato cinque temi - e altrettante sfide - rilevanti per la comunità dei matematici dell'ottimizzazione: 1) i modelli e i relativi algoritmi per la risoluzione del day ahead Europeo di market coupling, 2) l'integrazione dei mercati dell'energia e della riserva, 3) il pricing dei prodotti in modelli di clearing complessi, 4) la definizione delle zone nei mercati elettrici e 5) il controllo dinamico della topologia di rete. Ognuno di questi temi si traduce in diversi possibili modelli e algoritmi di ottimizzazione di complessità elevata, la cui analisi è di fondamentale importanza per una efficiente evoluzione del funzionamento dei modelli di mercato.

Entrando nel dettaglio, l'attuale configurazione del market coupling europeo è figlia di una iniziativa su base volontaria che ha avuto il merito di dimostrarsi operativa. Tuttavia, nel medio-lungo periodo, detta configurazione può rivelarsi di difficile sostenibilità a causa della sua stessa struttura fondante, quella di aver conglobato tutte le specificità dei prodotti regionali nello stesso algoritmo di risoluzione (cd. algoritmo Euphemia). In particolare, la sostenibilità è legata alla gestione di diversi prodotti di tipo "fill or kill" - quali le offerte a blocchi o i Minimum income condition (Mic) ed altri ad uso di mercati esteri - all'interno dell'attuale modello integrato di ottimizzazione del day ahead. L'Autorità, quindi, ha lanciato una sfida per la definizione di prodotti uniformi che rispondano alle esigenze del mercato, dando a tutti le stesse flessibilità, e che al contempo permettano il disegno di efficienti algoritmi in grado di risolvere il problema di clearing con velocità, accuratezza e riproducibilità, in accordo con il Regolamento (UE) 2015/1222, il Capacity allocation congestion management (Cacm). A tal proposito, l'Authority osserva che prodotti di tipo a blocchi o i Mic, anche a causa della numerosità degli stessi, implicano modelli di ottimizzazione particolarmente problematici per i quali ad oggi non esistono algoritmi generici in grado di garantire l'ottimalità in tempi brevi. L'Autorità ha inoltre espresso propri indirizzi in merito al secondo tema indicato: l'integrazione fra modelli di mercato dell'energia e della riserva, la quale potrebbe portare ad efficienze superiori dei sistemi elettrici, consentendo l'approvvigionamento di alcune risorse da parte dei Tso già all'interno dei programmi dell'energia in maniera coordinata, invece che in fasi successive. Infatti, questo tema appare rilevante nell'evoluzione di medio periodo del mercato day ahead. Il terzo tema affrontato dall'Autorità è quello relativo ad una più corretta fase di pricing dei prodotti, e delle chiamate per il bilanciamento, nonché del pricing degli sbilanciamenti. Le discontinuità operative dovute al funzionamento degli impianti tradizionali, si traducono tecnicamente in diverse complessità (i.e. non convessità) dei relativi problemi di ottimizzazione come quelli di bilanciamento centralizzato. In questi contesti, le classiche teorie economiche di pricing (dualità forte, shadow price etc.) non consentono di calcolare con precisione gli effettivi costi sostenuti dei produttori, o, per quanto riguarda il sistema, i prezzi di sbilanciamento. Di conseguenza una sfida di elevata complessità è relativa all'utilizzo di più sofisticati approcci modellistici che forniscano segnali corretti di prezzo. A seguire, l'Autorità ha approfondito il quarto tema - previsto dalle guidelines del regolamento Cacm - relativo alla definizione di zone elettriche: diverse configurazioni zonali, infatti, si traducono in differenti efficienze dei mercati dell'energia, e del conseguente processo di risoluzione delle congestioni infrazonali. Anche questo problema può essere posto come un complesso modello di ottimizzazione che superi approcci euristici di tipo expert based. L'ultimo tema illustrato dall'Autorità, quello del controllo dinamico della topologia di rete, è alquanto avveniristico ma già in uso da parte di alcuni soggetti per es. negli Stati Uniti: le reti di trasmissione sono progettate con ridondanze necessarie per esigenze di sicurezza; nondimeno, in determinate condizioni di esercizio, l'apertura (tripping out) di alcune linee consente di meglio utilizzare altre linee e, in definitiva, ridurre le congestioni con ovvi benefici, per es., nell'utilizzo più efficace di energia da fonte rinnovabile. Tuttavia, l'identificazione dinamica di linee da aprire in sicurezza dà vita ad un problema di ottimizzazione anch'esso di profonda complessità, per il quale - ancora ad oggi - non sono disponibili algoritmi efficienti e di rapida esecuzione. La conferenza di Modena è stata quindi un momento di particolare valore, nel quale l'Autorità ha anche presentato la propria visione, in un ambito di pubblica discussione, che riguarda cinque tematiche concrete di grande complessità normativa e metodologica, nonché di grande impatto per l'evoluzione dei diversi mercati: sono state lanciate sfide ad una platea di matematici esperti di energia di alto profilo per sviluppare suggerimenti tecnici utili alla progettazione di una fase 2.0 di questo mercato.



Sbilanciamenti, nuovo intervento dell'Autorità.

L'Autorità per l'energia interviene ancora sul regime transitorio degli sbilanciamenti, con l'obiettivo di accompagnare la transizione verso la "soluzione organica di regime" e consentendo di tenere conto da subito di alcuni elementi del balancing code Ue. Il tutto al fine di "migliorare la coerenza del segnale di prezzo con le reali esigenze di bilanciamento del sistema e di contrastare efficacemente sia le strategie di programmazione non diligente nei confronti del sistema adottate dagli utenti del dispacciamento legate alle anomalie sul segno dello sbilanciamento aggregato zonale (in attuazione di quanto già disposto con la delibera 800/2016/R/eel), sia le strategie di programmazione non diligente all'interno della medesima macrozona".

Le novità sostanziali introdotte dal documento sono tre. Innanzitutto una nuova metodologia di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale che (a partire da quanto proposto da Terna) richiede di conoscere, oltre ai programmi di immissione e prelievo, soltanto le misure dei transiti e non anche quelle di immissione o prelievo, di più difficile determinazione con le tempistiche necessarie. Tale nuova metodologia, rimarca l'Aeegsi, consentirebbe inoltre di tenere in considerazione anche l'effetto delle perdite sulla rete di trasmissione nazionale, fornendo un'indicazione ancora più accurata sull'effettivo stato del sistema.

Con riferimento alle tempistiche con cui il segno dello sbilanciamento aggregato zonale è reso noto (con i relativi prezzi), l'Autorità intende valutare l'utilizzo in via definitiva del valore del segno determinato in D+1 sin dalla prima applicazione della metodologia. Ciò anche in considerazione dei limitati scostamenti tra i valori disponibili il giorno successivo (D+1) e quelli disponibili il mese successivo (M+1) che emergono nel periodo di analisi di Terna.

La seconda novità riguarda un corrispettivo di non arbitraggio macrozonale per i punti di dispacciamento per le unità di consumo e le unità di produzione non abilitate, al fine di rendere coerenti i prezzi zonali con i prezzi macrozonali applicati per la valorizzazione degli sbilanciamenti. Infine, l'Autorità intende ripristinare fin da subito il sistema single pricing anche per le unità non abilitate, in coerenza con la regola generale prevista all'articolo 52 del balancing code "che ha recentemente ottenuto il parere favorevole degli Stati membri in esito alla procedura di Comitologia". I tempi di attuazione sono stretti: si partirebbe dal 1° luglio 2017. La nuova modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale, sottolinea infatti il regolatore, "appare di urgente implementazione in quanto è più coerente con l'effettivo stato del sistema". Fino ad allora, resterebbe in vigore l'attuale regolazione basata sul sistema misto single-dual pricing per le unità di consumo e per le unità di produzione programmabili, e basata sul single pricing per le unità di produzione non programmabili. Il termine per le osservazioni al dco è il 22 maggio 2017.

