



La riforma del Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico nasce in Italia nell'aprile 2004 a seguito dell'approvazione dei provvedimenti attuativi del D. Lgs. n. 79/99 (cd "Decreto Bersani") che ha completato la riforma strutturale del settore elettrico. È un mercato telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici SpA (GME), nel quale il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e quelle offerte dagli operatori che vi partecipano. Nei circa dieci anni di funzionamento del Mercato Elettrico sono intervenuti tre cambiamenti rilevanti: un forte incremento della potenza termoelettrica installata, che da una parte ha incrementato la sicurezza e la concorrenza ma dall'altra ha concorso a creare una situazione di *overcapacity*; la realizzazione di numerose nuove linee di trasmissione, che hanno contribuito a ridurre gli oneri di congestione; il rapido incremento di impianti da fonte rinnovabile, che ha causato importanti problemi di funzionamento al Mercato Elettrico. La proposta riguarda una possibile riforma del Mercato Elettrico che ha l'obiettivo di risolvere i problemi connessi alla presenza di fonti rinnovabili non programmabili e, più in generale, che possa consentire il funzionamento del mercato anche in presenza di sole fonti rinnovabili

■ T. Fanelli, A. Ortis, S. Saglia, F. Testa

La situazione attuale

Mercato Elettrico

Il Mercato Elettrico o Borsa Elettrica o IPEX (Italian Power Exchange) nasce in Italia il primo aprile 2004 a seguito dell'approvazione da parte del Governo e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei provvedimenti attuativi del D. Lgs. n. 79/99 (cd "Decreto Bersani") che ha completato la riforma strutturale del settore elettrico.

Il Mercato Elettrico è un mercato telematico per la negoziazione dell'energia elettrica all'ingrosso, gestito dal Gestore dei Mercati Energetici SpA (GME), nel

quale il prezzo dell'energia corrisponde al prezzo di equilibrio ottenuto dall'incontro tra le quantità di energia elettrica domandate e quelle offerte dagli operatori che vi partecipano.

La Borsa Elettrica non è un mercato obbligatorio: gli operatori, infatti, possono concludere contratti di compravendita anche al di fuori della piattaforma di borsa, attraverso i cosiddetti contratti bilaterali (OTC - Over The Counter).

I vincoli tecnici del sistema elettrico

Le attività di trasmissione e dispacciamento sono soggette a vincoli tecnici molto stringenti, quali:

- la richiesta di un bilanciamento istantaneo e continuo tra le quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- il mantenimento della frequenza e della tensione

■ Tullio Fanelli, Alessandro Ortis, Stefano Saglia, Federico Testa
Gruppo di esperti Progetto "Idee per lo Sviluppo Sostenibile"

- dell'energia in rete all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti;
- la necessità che i flussi di energia su ogni singolo elettrodotto non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodotto stesso.

La gestione del sistema elettrico

L'elevato grado di complessità e coordinamento necessari a garantire il funzionamento del sistema impone l'individuazione di un coordinatore centrale dotato di un potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte del sistema. Tale soggetto, noto come dispacciatore, che in Italia è Terna SpA, rappresenta il fulcro del sistema elettrico ed ha il compito di assicurarne il funzionamento nelle condizioni di massima sicurezza per garantire la continuità e la qualità del servizio. Esso, infatti, garantisce che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli dinamici sugli impianti di generazione.

Il dispacciatore svolge pertanto l'attività di bilanciamento del sistema in tempo reale (c.d. *balancing*). Il necessario equilibrio tra immissioni e prelievi in ogni istante e in ogni nodo della rete è garantito dai sistemi di regolazione e controllo automatici delle unità di produzione (c.d. riserva primaria e secondaria), che aumentano o riducono l'immissione in rete in modo da compensare ogni squilibrio sulla rete stessa; non tutte le unità di produzione (ad esempio la massima parte degli impianti fotovoltaici ed eolici) sono tuttavia in grado di fornire tale servizio. Il dispacciatore interviene attivamente

- inviando alle unità di riserva terziaria ordini di accensione, aumento o riduzione della potenza erogata
- quando i margini operativi dei sistemi di regolazione automatici sono inferiori agli standard di sicurezza al fine di reintegrarli.

È essenziale tener conto del fatto che solo circa 1000 unità di produzione di potenza superiore ad un certo livello (di norma 10 MW) e connesse alla rete di trasmissione sono considerate da Terna come punti di offerta in immissione (cd "impianti di produzione rilevanti"); le oltre 550.000 unità di produzione minori, tipicamente da fonti rinnovabili, e connesse di norma

alla rete di distribuzione (cd "generazione distribuita") sono invece considerate da Terna come una riduzione di carico, ovvero come una diminuzione della domanda in un punto di offerta in prelievo; ovviamente quando la produzione da fonti rinnovabili supera i carichi connessi allo stesso punto di prelievo si ha un programma di prelievo negativo.

Il peso della generazione distribuita è relativamente modesto in termini di produzione energetica su base annua, circa il 10%, ma rilevante sia in termini di potenza (circa 20.000 MW sui 120.000 complessivi) sia, soprattutto, in rapporto alla domanda, che è pari mediamente a 37.000 MW e oscilla tra i 21.000 MW di minimo e i 54.000 MW di punta.

L'articolazione del mercato elettrico

Il Mercato Elettrico si compone di una serie di sessioni di mercato, ossia di un insieme di attività finalizzate al ricevimento e alla gestione delle offerte, nonché alla determinazione dell'esito del mercato.

Le offerte sono costituite da coppie di quantità e di prezzo unitario di energia elettrica (MWh; €/MWh) ed esprimono la disponibilità a vendere (o comprare) una quantità di energia non superiore a quella specificata nell'offerta ad un prezzo non inferiore (o non superiore) a quello specificato nell'offerta stessa.

Il prezzo e le quantità non devono essere negativi e le offerte di acquisto possono anche non specificare alcun prezzo di acquisto (tranne che per MSD), esprimendo in tal caso la disponibilità dell'operatore ad acquistare energia a qualunque prezzo.

Il Mercato Elettrico si articola in:

- Mercato Elettrico a Pronti (MPE);
- Mercato Elettrico a Termine dell'energia elettrica (MTE);
- Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari.

Il Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

Il Mercato Elettrico a Pronti è articolato in tre sotto-mercati:

- il Mercato del Giorno Prima (MGP), dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;

- il Mercato Infragiornaliero (MI), che permette a produttori, grossisti e clienti finali idonei di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP. Il mercato è strutturato in quattro sessioni: le prime due organizzate nel giorno d-1 a valle del MGP (MI1 e MI2), e le seconde due, sessioni infragiornaliere (MI3 e MI4), organizzate nel giorno d;
- il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna SpA si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico. La disponibilità di un'adeguata quantità di riserva è garantita da Terna attraverso la selezione di offerte di variazione dei programmi presentate dagli operatori. Sul mercato del servizio di dispacciamento, vengono svolte le attività di raccolta delle offerte e la comunicazione degli esiti per quanto concerne l'accettazione delle offerte. La riserva è eventualmente utilizzata da Terna in tempo reale in funzione di bilanciamento. Si articola in una sessione ex ante, finalizzata all'acquisto dei servizi di risoluzione delle congestioni e di riserva, e in una seconda fase infragiornaliera di accettazione delle stesse offerte a fini di bilanciamento (MB). In particolare, il MSD ex ante è articolato in tre sottofasi di programmazione (MSD1, MSD2 e MSD3) e il MB in 5 sessioni.

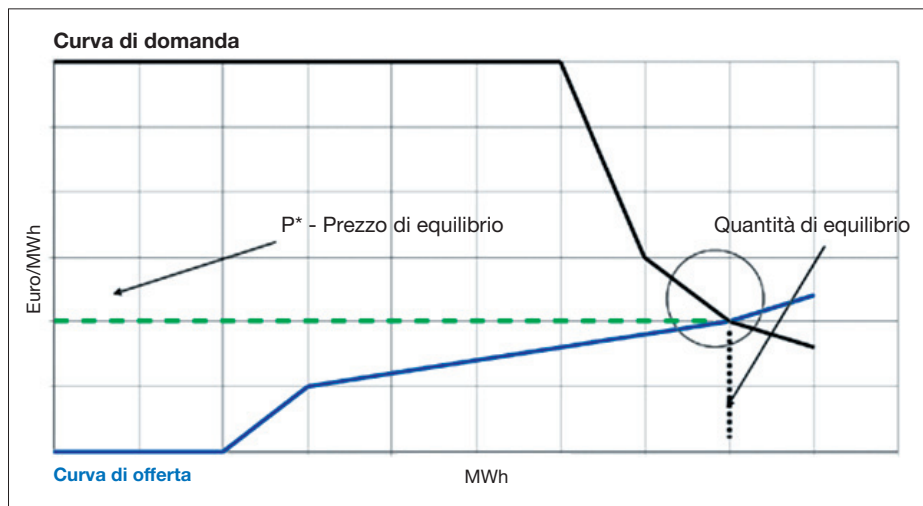


FIGURA 1 Schema del processo di accettazione nel Mercato del Giorno Prima

Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso dove si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo, nel quale si definiscono i prezzi e le quantità scambiate e i programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo.

Il MGP è organizzato secondo un modello di asta implicita e ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica.

La controparte centrale per le operazioni di acquisto e vendita sul MGP è il GME.

Ciascuna offerta di vendita e di acquisto presentata deve essere coerente con le potenzialità di immissione o prelievo del punto di offerta a cui essa è riferita e soprattutto deve corrispondere alla effettiva volontà di immettere o prelevare l'energia elettrica oggetto dell'offerta stessa.

Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone.

Prima della seduta del MGP, il GME rende disponibili agli operatori le informazioni che riguardano il fabbisogno di energia previsto per ogni ora e ogni zona e i limiti massimi di transito ammessi tra zone limitrofe per ogni ora e per ogni coppia di zone.

Terminata la seduta di presentazione delle offerte, il

GME attiva il processo per la risoluzione del mercato. Per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo del mercato accetta le offerte in maniera da massimizzare il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti massimi di transito tra zone. Il processo di accettazione può essere, schematicamente, riassunto come segue (figura 1): tutte le offerte di vendita valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in una curva di offerta aggregata

ta e le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve determina: la quantità complessivamente scambiata, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate e i programmi di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte accettate riferite, in una stessa ora, ad uno stesso punto di offerta.

Se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone e pari a P^* . Le offerte accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore a P^* e con prezzo di acquisto non inferiore a P^* . Se almeno un limite risulta violato, l'algoritmo "separa" il mercato in due zone di mercato - una in esportazione che include tutte le zone a monte del vincolo e una in importazione che include tutte le zone a valle del vincolo - e ripete in ciascuna il processo di incrocio sopra descritto, costruendo, per ciascuna zona di mercato, una curva di offerta (che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata) ed una curva di domanda (che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima esportata). L'esito è un prezzo di equilibrio zonale (P_z) diverso nelle due zone di mercato. In particolare, il P_z è maggiore nella zona di mercato importatrice ed è minore in quella esportatrice. Se a seguito di questa soluzione risultano violati ulteriori vincoli di transito all'interno di ciascuna zona di mercato, il processo di suddivisione, ovvero "market splitting", si ripete anche all'interno di tale zona fino ad ottenere un esito compatibile con i vincoli di rete.

Riguardo al prezzo dell'energia destinata al consumo in Italia, il GME ha implementato un algoritmo che, a fronte di prezzi differenziati per zona, prevede l'applicazione di un Prezzo Unico di acquisto su base Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi di vendita zonali ponderati per i consumi zonali. Il PUN si applica solo ai punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche nazionali. A tutti i punti di offerta in immissione, misti e in prelievo appartenenti alle zone virtuali estere, invece, si applica il P_z sia in vendita che in acquisto.

Il meccanismo di "market splitting" descritto prece-

dentemente costituisce un'asta implicita non discriminatoria per l'assegnazione dei diritti di transito.

L'energia scambiata in virtù di negoziazioni bilaterali registrate sulla PCE (Piattaforma dei Conti Energia) partecipa al processo sopra descritto, sia perché concorre ad impegnare una quota della capacità di trasporto disponibile sui transiti, sia perché contribuisce a determinare le quantità di ponderazione del Prezzo Unico Nazionale. I programmi registrati sulla PCE vengono inviati sul MGP nella forma di offerte e concorrono alla determinazione degli esiti del MGP stesso.

Le problematiche del mercato elettrico

I cambiamenti intervenuti nel sistema elettrico

Grazie al decreto "Bersani" di liberalizzazione il settore elettrico è profondamente cambiato.

Nel 1999 le condizioni erano molto critiche; la situazione infrastrutturale nel settore elettrico era non solo al limite del collasso ma "ingessata" dalla difficoltà di realizzare nuove centrali e nuove linee di trasmissione; non esisteva un mercato ma solo grandi e piccoli monopoli; i prezzi erano ben superiori a quelli degli altri Paesi europei nonostante un prezzo del petrolio che viaggiava intorno ai 10-20 \$/barile; non esisteva una diffusa consapevolezza da parte dei consumatori. Gli effetti della liberalizzazione non furono, peraltro, immediati; basti ricordare che il 2003 fu un anno orribile per l'energia elettrica: la *black out* di settembre fu solo il tragico culmine di una lunga serie di criticità. Oggi l'Italia ha un parco di generazione completamente rinnovato tra i più efficienti del mondo, un mercato competitivo e un gestore indipendente della rete di trasmissione, Terna, che investe cinque volte di più rispetto a quando era una costola dell'Enel. I consumatori godono di un servizio migliore in termini di sicurezza, di minori interruzioni e di maggiori diritti verso i propri fornitori; gli utenti sono diventati clienti; milioni di clienti hanno cambiato il loro fornitore e le associazioni dei consumatori sono diventate un riferimento affidabile e competente.

Ma la liberalizzazione ha garantito risultati tangibili anche sotto il profilo economico: l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha valutato che nel settore elettrico del nostro Paese si è ottenuta una riduzione di oneri



stimabile in più di 4,5 miliardi di euro all'anno, rispetto al 1999, in termini di minor consumo di combustibili, di minori emissioni di CO₂ e di efficienze gestionali.

I prezzi dell'energia elettrica continuano ad essere superiori rispetto a quelli di molti Paesi europei ma, nonostante il prezzo del petrolio sia cresciuto di almeno 5 volte, è ormai in corso un percorso di progressiva riduzione del differenziale di prezzo con Paesi come la Francia e la Germania dove è ben più ampio il ricorso a fonti diverse dagli idrocarburi.

Ormai da diversi anni l'Italia non è più importatrice di energia elettrica per necessità ma solo per convenienza, ed anzi in particolari periodi di punta è l'Italia che esporta energia verso l'Europa.

Tutto ciò è senza dubbio un buon risultato per il settore elettrico, frutto di una regolazione molto avanzata, di meccanismi tariffari evoluti e della maggiore concorrenza; basti pensare che si è ridotta a meno del 30% la quota dell'operatore ex monopolista Enel, che ha comunque saputo compensare con una significativa

penetrazione nel più vasto mercato internazionale.

Se oggi il settore elettrico potesse approvvigionarsi di gas ai prezzi del mercato USA, i prezzi del mercato elettrico all'ingrosso italiano sarebbero minori di quelli del mercato francese o tedesco: intervenire nell'assetto del sistema del gas è la via maestra per risolvere anche il problema della competitività dell'energia elettrica.

Nei circa dieci anni di funzionamento del Mercato Elettrico sono intervenuti tre cambiamenti rilevanti:

- il primo è stato un forte incremento della potenza termoelettrica installata, che da una parte ha incrementato la sicurezza e la concorrenza ma dall'altra ha concorso a creare una situazione di *overcapacity*;
- il secondo è stato la realizzazione di numerose nuove linee di trasmissione, che hanno contribuito a ridurre gli oneri di congestione; rimangono tuttavia ancora alcune importanti linee, come quella dalla Calabria alla Sicilia, che devono ancora essere completate;
- il terzo è stato il rapido incremento di impianti da

fonte rinnovabile che ha invece causato importanti problemi di funzionamento al mercato elettrico.

I problemi indotti dalle rinnovabili al mercato

I principali problemi indotti dalle fonti rinnovabili al funzionamento del mercato elettrico sono i seguenti:

- si è ridotta la quota di impianti che operano in regime di concorrenza; infatti le fonti rinnovabili nel mercato godono della priorità di dispacciamento (garantita dalle direttive europee) e quindi agiscono da “price takers”. In sostanza il meccanismo di soluzione del mercato basato sul prezzo marginale (tutti gli impianti vengono remunerati al prezzo dell'impianto più costoso che viene selezionato nel Mercato del Giorno Prima) consente alle fonti rinnovabili di offrire a prezzo zero e di essere remunerate al prezzo dell'impianto termoelettrico più costoso senza partecipare al mercato; la concorrenza avviene quindi solo tra gli impianti termoelettrici;
- l'esito del Mercato del Giorno Prima è sempre meno eseguibile. In sostanza, nei primi anni di funzionamento del Mercato del Giorno Prima l'esito economico del mercato coincideva largamente con il reale funzionamento degli impianti e i mercati successivi avevano la funzione di ottimizzare l'esito dell'MGP e di consentire la gestione degli eventi che intercorrevano tra la chiusura del mercato e l'effettiva chiamata in esercizio degli impianti; con una quota rilevante di fonti rinnovabili accade invece sempre più spesso che l'esito dell'MGP non sia eseguibile perché gli impianti selezionati in base al merito economico non garantiscono un livello sufficiente di riserve (primaria, secondaria e terziaria) che non possono essere fornite dagli impianti fotovoltaici o eolici; i mercati successivi hanno quindi assunto la funzione impropria di “correggere” l'esito dell'MGP per garantire la sicurezza del sistema. Naturalmente ogni modifica è onerosa;
- si è ridotta la sicurezza del sistema; il fatto che l'esito dell'MGP non sia eseguibile a causa di un insufficiente livello di riserve (primaria, secondaria e terziaria) può incidere, in particolari situazioni, anche sul livello di sicurezza. Ad esempio quando il livello di produzione degli impianti fotovoltaici e eolici raggiunge le dimensioni della domanda nella stessa

zona (tipicamente in estate con basso livello di domanda, in ore diurne e in giornate ventose) l'esito dell'MGP diventa pari a zero in termini di prezzo e l'intervento di Terna per garantire la sicurezza del sistema consiste non solo nel “chiamare” impianti termoelettrici nei mercati successivi ma anche nel fermare una quota di impianti rinnovabili. Questa situazione si è verificata nel 2013 in alcune centinaia di ore e diventerà sempre più frequente con l'aumento della produzione rinnovabile. Tanto maggiore è l'intervento di Terna in prossimità del momento di consegna (ovvero del momento in cui gli impianti devono eseguire le disposizioni del Gestore) tanto più aumenta la difficoltà di gestire in sicurezza il sistema;

- esiste una mancanza di equità tra la remunerazione degli impianti termoelettrici e la remunerazione delle fonti rinnovabili. L'MGP non distingue e valorizza allo stesso modo l'energia offerta da impianti termoelettrici e quella offerta da impianti rinnovabili non programmabili, che non solo è più incerta e quindi richiede la disponibilità di riserve, ma non può offrire servizi di riserva. Questa iniquità è ciò che genera la richiesta di un “capacity payment” a favore degli impianti termoelettrici motivata dal fatto che è la stessa esistenza di tali impianti a permettere il funzionamento del sistema elettrico.

Le possibili evoluzioni del mercato elettrico

L'obiettivo di una possibile riforma del mercato elettrico deve essere quello di risolvere i problemi connessi alla presenza di fonti rinnovabili non programmabili; più in generale occorre costruire un mercato che, nel lungo termine, possa consentire il funzionamento del mercato anche in presenza di sole fonti rinnovabili e, naturalmente, di adeguate risorse di flessibilità.

Gli obiettivi dunque devono essere:

- a) fare in modo che tutti gli impianti operino in regime di concorrenza; non è possibile che una quota sempre maggiore degli impianti non partecipi al mercato, riducendo di fatto la concorrenza e quindi l'efficienza del sistema;
- b) rendere eseguibile l'esito del Mercato del Giorno

Prima; l'esito economico del mercato deve tornare ad essere il riferimento per l'effettivo funzionamento degli impianti, salvo i necessari aggiustamenti successivi per motivazioni sopraggiunte;

- c) aumentare la sicurezza del sistema; la programmazione del funzionamento degli impianti deve tornare ad essere meno soggetta a sistematici interventi di correzione da parte del Gestore;
- d) rendere equa la remunerazione degli impianti; ciascun impianto deve essere remunerato dal mercato in funzione dell'effettivo valore dell'energia e dei servizi resi.

Un possibile modo per conseguire tali obiettivi è una riforma del Mercato del Giorno Prima che preveda:

- l'introduzione di alcuni vincoli nell'algoritmo di soluzione del mercato che riguardino almeno la disponibilità di riserva primaria e secondaria e di riserva a salire e a scendere; in particolare:
 - la riserva a salire potrebbe essere funzione della quantità di rinnovabili non programmabili selezionate;
 - la riserva a scendere potrebbe essere funzione della quantità di rinnovabili non programmabili non selezionate.
- meccanismi che obblighino anche le fonti rinnovabili non programmabili ad offrire sul mercato a prezzi diversi da zero; fermo restando il diritto di priorità di dispacciamento degli impianti rinnovabili, uno dei possibili meccanismi che obblighino anche le fonti rinnovabili non programmabili ad offrire sul mercato a prezzi diversi da zero potrebbe basarsi su un sistema di remunerazione differenziato in funzione della capacità degli impianti di concorrere anche alla disponibilità di riserva; in sostanza le rinnovabili non programmabili verrebbero remunerate in base ad un "marginal price" specifico e quindi diverso da quello degli impianti programmabili.

Il nuovo processo di accettazione può essere, schematicamente, riassunto come segue:

- tutte le offerte di vendita di energia valide e congrue ricevute vengono ordinate per prezzo crescente in due curve di offerta aggregata (impianti programmabili e non programmabili);
- tutte le offerte di vendita di riserva a salire e a scendere valide e congrue ricevute vengono ordinate

per prezzo crescente in altre due curve di offerta aggregata;

- le offerte di acquisto valide e congrue ricevute sono ordinate per prezzo decrescente in una curva di domanda aggregata;
- a ciascun livello di offerta di energia delle due curve di offerta (impianti programmabili e non programmabili) viene associato un costo calcolato in base al rispettivo "marginal price";
- a ciascun livello di offerta di riserva delle due curve di offerta (a salire e a scendere) viene associato un costo calcolato in base al prezzo offerto;
- attraverso un processo iterativo viene individuata la curva di offerta totale (somma delle 4 curve di offerta di energia e di riserva) che soddisfa i vincoli e minimizza il costo complessivo;
- l'intersezione della curva di offerta totale con la curva di acquisto di energia determina la quantità complessivamente scambiata.

Individuata la soluzione, il prezzo lato domanda sarà pari al costo complessivo per unità di energia, mentre ciascun produttore o fornitore di servizi sarà remunerato in base:

- al "marginal price" specifico (impianti programmabili e non programmabili) per l'energia;
- al prezzo offerto per i servizi di riserva.

In sostanza nel nuovo MGP il meccanismo di soluzione del mercato darebbe un esito che garantirebbe l'eseguibilità avendo già approvvigionato le riserve necessarie. I successivi mercati ritornerebbero quindi alla loro originaria funzione di correggere solo le esigenze sopravvenute e non gli stessi esiti del MGP.

Nel nuovo MGP gli impianti rinnovabili non programmabili, per essere selezionati, dovrebbero offrire prezzi lievemente inferiori a quelli degli impianti termoelettrici per compensare il maggior costo dei servizi di flessibilità necessari al funzionamento del sistema; naturalmente gli stessi impianti potrebbero auto approvvigionare tali servizi e quindi aumentare il valore della propria produzione. In ogni caso la determinazione del maggior valore della produzione termoelettrica sarebbe affidata al mercato e non a provvedimenti amministrativi discrezionali. Salvo le situazioni in cui si violino i vincoli di transito sulle reti, gli stessi impianti rinnovabili non programmabili

sarebbero in ogni caso liberi di immettere in rete (di norma per percepire gli incentivi connessi alla produzione) rinunciando alla remunerazione dell'energia, senza causare problemi alla rete perché il mercato avrebbe già approvigionato la necessaria riserva a scendere. Nonostante l'apparente penalizzazione degli impianti rinnovabili non programmabili, il nuovo MGP sarebbe in realtà un mercato che stabilizzerebbe i ricavi degli impianti rinnovabili esistenti e favorirebbe gli investimenti nel settore. Infatti va notato che già attualmente le fonti rinnovabili subiscono in misura proporzionalmente superiore gli effetti economici degli esiti del MGP a prezzo zero o minimo, in quanto tali situazioni si realizzano di norma proprio quando la produzione rinnovabile è massima. Tali effetti, con le regole attuali, sono destinati ad ampliarsi con l'aumento della produzione rinnovabile fino a spostare la gran parte dei ricavi della produzione dal MGP ai mercati successivi (dispacciamento) ai quali le fonti rinnovabili hanno un accesso limitato o nullo. Di fatto per i soggetti che hanno investito nelle rinnovabili così come per un nuovo investitore è oggi difficile far conto su adeguati ricavi dalla vendita di energia. Viceversa il nuovo MGP sarebbe un sistema stabile in quanto, al limite, potrebbe funzionare anche solo con produzione da fonti rinnovabili (se fossero disponibili adeguate quantità di servizi di flessibilità); quindi il mercato esprimerebbe corretti segnali di prezzo per tutti i soggetti anche ai fini delle nuove decisioni di investimento. D'altra parte il nuovo MGP, attraverso la partecipazione all'offerta di tutte le possibili forme di flessibilità, favorirebbe anche gli investimenti necessari (pompaggi, batterie) per consentire lo sviluppo delle fonti rinnovabili, inclusa la modulazione della domanda di grandi clienti o di aggregazioni zonal di clienti. Infine nel nuovo MGP potrebbero essere correttamente valorizzate tutte le possibili iniziative tecnologiche o di mercato (aggregazione di offerte tra impianti rinnovabili e conven-

zionali) per rendere "programmabili" le offerte delle fonti rinnovabili. L'esito economico del nuovo MGP non sarebbe, con tutta probabilità, più oneroso per i consumatori rispetto alla situazione attuale perché consentirebbe di risolvere in modo più competitivo e quindi più efficiente, le problematiche attuali. La principale obiezione che può essere fatta al nuovo modello di MGP è la scarsa compatibilità con il PCR (*Price Coupling of Regions*) che è il progetto supportato da EUROPEX per l'integrazione dei mercati regionali e nazionali europei in vista del mercato unico europeo, basato su un modello di *price coupling* su scala continentale e su un approccio operativo decentralizzato. Il progetto è promosso dalle sei maggiori borse elettriche europee - EPEX, OMIE, Nord Pool Spot, GME, APX-Endex e Belpex - e ha già raccolto l'interesse di alcune borse operanti nell'Europa dell'Est. Lo scopo del progetto è contribuire alla creazione di un mercato unico europeo, superando la dimensione regionale delle iniziative di *coupling* finora avviate all'interno dell'UE. Al riguardo va notato, tuttavia, che l'Italia non è l'unico Paese in cui lo sviluppo delle rinnovabili ha indotto problematiche nei mercati: analoghi problemi, sia pure in misura diversa, si stanno sviluppando in Spagna, Germania e Irlanda ed occasionalmente anche in Francia e in altri Paesi dell'Europa settentrionale. D'altra parte la filosofia del progetto di PCR si basa sulla decentralizzazione, permettendo ad ogni Paese di mantenere i propri assetti istituzionali. Appare quindi possibile nel breve termine definire procedure di allocazione della capacità di interconnessione che garantiscano un uso sempre efficiente della capacità stessa, coerente con i segnali economici espressi dai diversi mercati. Nel medio lungo termine è poi probabile che anche i modelli di mercato di altri Paesi convergano verso sistemi più adatti alla gestione del crescente parco di impianti rinnovabili. Non sarebbe la prima volta che, nel settore elettrico, la regolazione italiana precede quella europea.