



# L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO



Presentazione della Relazione Annuale 2010 del GME

ATTI DEL WORKSHOP

Roma, 5 luglio 2011



INTRODUZIONE.....	p.	5
PRESENTAZIONE DELLA RELAZIONE ANNUALE 2010 DEL GME .....	p	9
<b>RISULTATI DEL MERCATO ELETTRICO NEL 2010 E NEI PRIMI CINQUE MESI DEL 2011 .....</b>	<b>p.</b>	<b>13</b>
<b>L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO - SPUNTI DI RIFLESSIONE .....</b>	<b>p.</b>	<b>29</b>
<b>TAVOLA ROTONDA .....</b>	<b>p.</b>	<b>39</b>
<b>Guido Cervigni</b> , IEFE Università Bocconi .....	<b>p.</b>	<b>40</b>
<b>Guido Bortoni</b> , Presidente, Autorità per l'energia elettrica e il gas .....	<b>p.</b>	<b>42</b>
<b>Nils Henrik von der Fehr</b> , Università di Oslo .....	<b>p.</b>	<b>44</b>
<b>Derek Bunn</b> , London Business School .....	<b>p.</b>	<b>48</b>
<b>Peter Pearson</b> , Cardiff University .....	<b>p.</b>	<b>50</b>
<b>Rodney Boyd</b> , Climate Policy Initiative .....	<b>p.</b>	<b>52</b>
<b>Pippo Ranci</b> , Università Cattolica di Milano .....	<b>p.</b>	<b>54</b>
<b>APPROFONDIMENTO - L'impatto delle rinnovabili sul disegno e sul funzionamento del mercato elettrico, Guido Cervigni e Clara Poletti, IEFE Università Bocconi Andrea Commisso, Autorità per l'energia elettrica e il gas .....</b>	<b>p.</b>	<b>57</b>
<b>GLOSSARIO .....</b>	<b>p.</b>	<b>65</b>

# INDICE







# INTRODUZIONE

**Clara Poletti**  
*Direttore IEFE,  
Università Bocconi*

In occasione della presentazione della V Relazione Annuale il Gestore dei mercati energetici (GME) ha scelto come tema di approfondimento l'impatto delle fonti rinnovabili sul disegno e sul funzionamento del mercato elettrico. Si tratta di un argomento particolarmente rilevante nell'attuale quadro di forte crescita della capacità produttiva alimentata da fonti rinnovabili, ma ancora poco dibattuto, perlomeno in Italia. Lo stesso Amministrato Delegato del GME, l'Ing. Guarini, nella sua relazione introduttiva ha ricordato come il vero driver del cambiamento dei mercati energetici dei prossimi anni sarà rappresentato dalla transizione verso sistemi con quote significative di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ed ha sottolineato il ruolo centrale che il mercato organizzato potrà svolgere in questo processo.

La riflessione su "se" e "come" i mercati dell'energia elettrica debbano essere ristrutturati per far fronte alle attese modifiche strutturali è ad uno stadio più avanzato in quei Paesi che hanno raggiunto già da parecchi anni soglie rilevanti di produzione da fonti rinnovabili come la Germania e la Spagna. In Italia per lungo tempo le discussioni sulle rinnovabili sono state permeate da un pessimismo di fondo circa l'effettiva capacità di queste fonti di arrivare ad incidere seriamente sul funzionamento del mercato. Oggi, che la produzione da rinnovabili in alcune ore ha raggiunto quote molto rilevanti, mentre le richieste di connessione di nuova capacità produttiva aumentano con ritmi sostenuti, lo scetticismo inizia a lasciare il posto alla preoccupazione. Preoccupazione relativa, da un lato, alla capacità del sistema di continuare a funzionare in condizioni di sicurezza e, dall'altro, alla remunerazione degli investimenti degli impianti termoelettrici convenzionali.

L'aumento della quota di rinnovabili elettriche comporterà presumibilmente un aumento della volatilità dei prezzi spot ed un aumento delle transazioni nel mercato di dispacciamento per mantenere in equilibrio il sistema. Rispetto alle fonti fossili quali, ad esempio, il gas ed il carbone, le forti rinnovabili sono infatti caratterizzate da intermittenza e scarsa prevedibilità della fonte primaria (come il sole e il vento), nonché dalla prevalenza dei costi fissi nella struttura dei costi. E' inoltre prevedibile che la flessibilità del sistema acquisti rilevanza, dando valore a quelle risorse capaci di modificare rapidamente la propria produzione o di accumulare produzione per poterla spostare nel tempo, sfruttando al meglio le fonti rinnovabili nei momenti di disponibilità.

Tutto questo avrà un impatto anche sulle modalità di copertura dei costi dei generatori convenzionali. Plausibilmente la gran parte dei nuovi generatori alimentati da fonti rinnovabili saranno realizzati nell'ambito di schemi regolatori che trasferiscano il rischio commerciale sui consumatori. Per quanto riguarda invece i generatori convenzionali, ci si può aspettare che una quota crescente del loro reddito sarà ottenuta dalle vendite realizzate in un numero più contenuto di ore nelle quali i prezzi risulteranno potenzialmente assai elevati.

Questi spunti di riflessione sono stati affrontati nel corso del convegno. Nella seconda sessione, a valle della presentazione della Relazione annuale del GME, si sono dunque discusse le criticità che lo sviluppo delle rinnovabili potrebbero portare nel funzionamento dei mercati all'ingrosso in Europa e delle possibili risposte sia organizzative che regolatorie. La sessione è stata organizzata in due parti. Nella prima, una mia presentazione di inquadramento delle criticità e del dibattito corrente, cui è seguita una tavola rotonda condotta dal Dott. Guido Cervigni. Il problema dell'integrazione delle rinnovabili nel mercato abbraccia chiaramente un ambito molto più ampio di quello nazionale. Per questo si è voluto dare al convegno un taglio internazionale, portando alla tavola rotonda il contributo importantissimi esperti del settore provenienti da altri Paesi: il Prof. von der Fehr dell'Università di Oslo, il Prof. Bunn della London Business School, il Prof. Pearson del Low Carbon Research Institute dell'Università di Cardiff, e il Dott. Boyd della Climate Policy Initiative di Berlino. Nel dibattito si è voluto

inoltre dare spazio al punto di vista del regolatore, con la partecipazione del primo Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Pippo Ranci, e del Presidente in carica, Guido Bortoni.

La tavola rotonda è stata aperta proprio da Guido Bortoni, che ha sottolineato come il tema molto rilevante del disegno di mercato in presenza di un forte sviluppo delle rinnovabili abbia avuto nel dibattito molto meno spazio rispetto a quello degli incentivi. In particolare Bortoni si è soffermato sulla necessità di completare l'architettura dei mercati dell'energia elettrica con l'attivazione di mercati per la capacità. Imprevedibilità e volatilità spazio-temporale delle fonti rinnovabili, infatti, impongono dei rischi sui produttori da fonti convenzionali. Il Presidente, ha ricordato come l'Autorità abbia fatto ben quattro consultazioni su questo tema, a valle delle quali ha optato per un sistema "leggero", di contratti differenziali "ad una via" della famiglia delle *reliability options*.

Riagganciandosi alla questione sollevata da Bortoni sulla necessità di attivare mercati della capacità da affiancare ai mercati attuali, von der Fehr ha portato un punto di vista differente. Parlando dei mercati del Nord Europa, ha messo in evidenza come anche i mercati attuali possano operare bene anche in presenza di una quota rilevante di fonti rinnovabili. Secondo von der Fehr la questione sta dunque più nel miglioramento dei sistemi attuali che nella loro ristrutturazione. In particolare, egli ha messo in evidenza tre punti importanti per un buon funzionamento del mercato: l'integrazione dei mercati, un meccanismo di determinazione dei prezzi efficiente ed una buona gestione del sistema dal punto di vista operativo.

Dopo l'intervento di von der Fehr, Guido Cervigni ha passato la parola al Prof. Bunn della London Business School. Bunn è tornato sul problema della remunerazione degli investimenti in generazione di energia elettrica, ricordando come nei mercati elettrici ci sia sempre stato un problema di *missing money*, in qualche misura, e come questo problema sia spesso stato gestito lasciando una certa misura di potere di mercato alle imprese, in modo da consentire ai prezzi di aumentare ad un livello tale da rendere remunerativi i nuovi investimenti. La preoccupazione che le imprese oggi hanno circa l'aumento della penetrazione delle rinnovabili è che il problema della *missing money* aumenti in maniera rilevante. Secondo Bunn la risposta delle imprese a questo problema sarà, da un lato, l'aumento delle proprie dimensioni e, dall'altro, l'integrazione verticale. Inoltre, secondo Bunn, il monitoraggio dell'offerta e della disponibilità di capacità diventerà molto più delicato. Più impianti staranno nel mercato in quanto ci sarà un disincentivo a dismettere impianti vecchi che possono essere necessari per l'intermittenza della produzione eolica. In conclusione, ci sarà molto più lavoro per i regolatori.

Peter Pearson, direttore del Low Carbon Research Institute dell'Università di Cardiff, ha affrontato il problema secondo un'ottica differente, riportando la discussione sul problema più ampio dei possibili percorsi di transizione verso un sistema elettrico a basso contenuto di carbonio sicuro e accessibile. In particolare, Pearson ha presentato un progetto di ricerca su questo tema, che coinvolge molte università del Regno Unito. Nell'ambito di questo progetto sono stati identificati tre possibili percorsi di transizione verso i quali il sistema può tendere, seppure con tensioni e deviazioni. Questi percorsi hanno nomi molto evocativi: Percorso delle regole di mercato; Percorso del coordinamento centralizzato e Percorso dei mille fiori. In quest'ultimo la società civile, insieme alle istituzioni locali, assume un ruolo centrale nella gestione dei sistemi energetici. Il punto principale chiaramente messo in evidenza da Pearson è che i sistemi elettrici sono qualche cosa di plastico, che può cambiare nel tempo e che pochi percorsi di trasformazione si sviluppano senza problemi o shock.

Dopo Pearson ha preso la parola Danny Boyd, che ha presentato i risultati di una ricerca condotta presso il CPI (Climate Policy Initiative) sugli aspetti operativi del disegno di mercato. Boyd ha posto l'attenzione su alcuni elementi critici che il sistema elettrico europeo dovrà affrontare per accomodare la nuova produzione rinnovabile. Il primo elemento è la flessibilità: alle imprese e ai gestori del mercato deve essere data la possibilità di aggiustare le proprie posizioni, per poter trarre vantaggio dal miglioramento delle previsioni di produzione da rinnovabili, in particolare per la produzione eolica, all'avvicinarsi del tempo reale. Questo richiede di affiancare al mercato del giorno prima dei mercati di aggiustamento infragiornalieri. Il secondo elemento è lo sviluppo della rete di trasporto europea. ENTSO-E, l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione, recentemente ha dichiarato che 42.000 km aggiuntivi di rete potrebbero essere necessari entro il 2020. Vi sono inoltre ampi spazi di miglioramento nell'utilizzo della capacità di trasporto e l'attuazione di un sistema di prezzi nodali potrebbe

aiutare molto. Il terzo elemento è l'integrazione dei mercati nazionali in un mercato europeo. L'integrazione aiuta l'ottimizzazione nell'utilizzo delle fonti intermittenti ed imprevedibili.

Il dibattito è stato chiuso dal Prof. Ranci, che ha innanzitutto ricordato che qualunque siano le risposte che si vogliono dare ai problemi discussi nel corso del convegno, resta l'importanza di muoversi fuori dalle logiche puramente nazionali, restando nella linea indicata dall'Unione Europea della convergenza e del *market coupling*. Ranci ha poi ricordato che l'Italia ha ancora alcuni punti irrisolti che necessitano di essere affrontati. Il primo è quello del "pay as bid". Ranci ha sottolineato l'opportunità di rimuovere il timore che nella borsa elettrica italiana un giorno possa essere riproposto un sistema di 'pay as bid' che sarebbe incompatibile con quello che avviene nel resto d'Europa. Il secondo punto è l'uniformità di prezzo sul territorio nazionale. Il prezzo unico nazionale, nato per rispondere ad una motivazione sì di principio, ma che si è posta in ragione di un'esigenza concreta e quantitativamente rilevante, potrebbe ora essere superato. In ultimo, i tempi di pagamento. Ranci ha ricordato come il regolamento dei pagamenti dell'Italia non sia compatibile con quanto avviene nel resto d'Europa, con la norma europea che sta per essere fissata, con ciò che ragionevolmente sembra ottimale per ridurre le incertezze del contenzioso.



# PRESENTAZIONE della Relazione Annuale 2010 del GME

**Massimo Guarini**  
*Amministratore Delegato,  
Gestore dei Mercati  
Energetici S.p.A.*

Signore e Signori,

è con grande piacere che apro oggi i lavori per la presentazione della V Relazione Annuale del Gestore dei Mercati Energetici.

Un ringraziamento particolare va ai rappresentanti delle istituzioni che intervengono oggi: al Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Ing. Guido Bortoni per la Sua partecipazione alla Tavola rotonda; ed al Sottosegretario allo Sviluppo Economico, On. Stefano Saglia che concluderà i lavori di questa giornata.

La vicinanza e l'attenzione delle maggiori Istituzioni di settore consente alla Società che ho l'onore di guidare, di rispondere adeguatamente alle esigenze degli operatori, favorendo l'evoluzione dei mercati energetici ed ambientali verso assetti sempre più maturi e concorrenziali.

Doverosi, poi, sono i ringraziamenti al Direttore dello IEFE D.ssa Clara Poletti, per il contributo scientifico fornito a questa giornata di lavoro dedicata all'"impatto delle rinnovabili sul disegno e sul funzionamento dei mercati organizzati per la compravendita di energia elettrica".

Un saluto ed un ringraziamento va inoltre agli illustri esperti che parteciperanno alla Tavola Rotonda ed al Dott. Guido Cervigni, che ne sarà il moderatore. Le relazioni annuali del GME, sono un momento importante per la Società ed occasioni culturali di grande interesse per gli addetti ai lavori. Sono sicuro che grazie al loro/vostro contributo anche l'edizione di quest'anno non farà eccezione.

Non da ultimo ringrazio poi naturalmente tutti voi per la vostra partecipazione.

Anche questa edizione della Relazione Annuale del GME sviluppa, come ormai è consuetudine, un'approfondita analisi dei mercati energetici nazionali ed internazionali, evidenziandone gli andamenti e le evoluzioni di maggiore rilievo.

Dopo un 2009 contraddistinto soprattutto dagli effetti sui mercati energetici della crisi economica internazionale, dall'avvio del processo di ridisegno del mercato elettrico e dall'approvazione del Terzo Pacchetto Energia, il 2010 è stato caratterizzato principalmente da tre aspetti:

- **Sotto il profilo del mercato:** in Italia i prezzi dell'energia sono rimasti stabili pur in un contesto caratterizzato dall'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi ed in generale dell'energia in Europa, con la conseguenza quindi di un' apprezzabile riduzione del differenziale con le altre borse elettriche europee.
- **Sotto il profilo aziendale:** c'è stato un sostanziale riequilibrio della liquidità delle piattaforme gestite, e l'ingresso del GME nel mercato del gas, prima con l'avvio della P-GAS e quindi con il lancio dei mercati 'a pronti' Mercato del Giorno Prima e Mercato Infragiornaliero.
- **Sotto il profilo internazionale:** è stato implementato il coupling con la Slovenia, diventato operativo dal 1/1/2011, e si è dato un grosso impulso all'avanzamento del progetto Price Coupling of Regions (PCR).

Con riferimento al primo punto, che verrà approfondito nella relazione del Dott. Campidoglio, dopo il crollo del 2009 il prezzo quotato sul Mercato del Giorno Prima del GME, il PUN, si è mantenuto sostanzialmente stabile, attestandosi ad un valore medio annuo pari a 64,12€/MWh, con un aumento dello 0,6% nettamente inferiore a quelli registrati sulle altre borse spot europee, caratterizzate da una crescita che va dal 10/15% di Epex al 51% di NordPoolSpot.

Di conseguenza, pur rimanendo i prezzi italiani più elevati delle quotazioni medie europee, il differenziale con l'estero si è ridotto ai minimi storici di 17€/MWh, secondo un trend che, in questo primo scorcio del 2011, tende a consolidarsi.

Passiamo adesso al profilo aziendale.

Per il sesto anno consecutivo il GME ha visto crescere sia il numero di operatori iscritti ai propri mercati elettrici, passati da 161 a 202, sia i volumi complessivamente registrati, saliti da 401 a 457 TWh. Detti aumenti sono stati sostenuti dalla crescita del Mercato a Termine dell'Energia (+6 TWh) e del Mercato Infragiornaliero (+3 TWh), che beneficiano delle riforme introdotte dalla legge 2/09.

L'incremento più significativo si registra tuttavia sulla Piattaforma Conti Energia (PCE), i cui volumi registrati sono saliti di 60 TWh (+34%) a fronte di posizioni nette salite di soli 21 TWh (+16%). In questo contesto il Mercato del Giorno Prima, tradizionalmente il primo mercato del GME per volumi scambiati, anche se nel 2010 ha visto la sua liquidità ridursi dal 68 al 63%, consolida una liquidità stabile ai massimi storici di 110 TWh al netto dei volumi scambiati da GSE ed AU.

Relativamente ai mercati dell'ambiente, il 2010 ha confermato il crescente apprezzamento espresso dagli operatori.

Il Mercato dei Certificati Verdi (MCV) ha visto un aumento del 25% degli operatori iscritti e di ben 40% dei volumi scambiati al netto delle sessioni dedicate al GSE.

Il mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ha mostrato un aumento del 26% degli operatori iscritti accompagnato da un lieve aumento dei volumi.

Va qui ricordato che a fine 2010 il GME, anticipando le successive chiusure dei Registri Nazionali delle Emissioni deliberate in ambito UE nel gennaio 2011, ha dovuto sospendere l'operatività del proprio mercato delle Unità di Emissione. Questo a causa degli andamenti anomali delle negoziazioni rilevati ed, in particolare, dei presunti comportamenti irregolari o illeciti peraltro prontamente segnalati alle Istituzioni di riferimento. Le problematiche attengono sia le cosiddette "frodi carosello", sia la questione delle quote CO2 rubate in alcuni paesi europei nel novembre dello scorso anno ed ancora in circolazione.

La vera novità del 2010 è rappresentata dall'ingresso del GME nel settore del gas, secondo quanto previsto dalla legge 99/2009, che ha assegnato al GME il compito di gestire la borsa italiana di settore.

Oggi il GME gestisce due piattaforme di mercato.

La prima è la PGAS, una Piattaforma di negoziazione aperta a tutti che, attraverso i comparti import e aliquote, consente agli operatori l'adempimento dell'obbligo di offerta sul mercato regolamentato rispettivamente delle quote di importazioni di gas prodotto in paesi non europei e delle aliquote di prodotto dovute allo Stato per le concessioni di coltivazione dei giacimenti nazionali.

A questa si affianca il mercato spot, costituito dal Mercato del Giorno Prima gas e dal Mercato infragiornaliero gas.

In considerazione della loro recente istituzione, il volume complessivo di scambi registrato sulle due piattaforme è stato piuttosto ridotto, attestandosi complessivamente a circa 2.500 milioni di MC<sup>1</sup>, prossimi al 3% della domanda nazionale annua. La quasi totalità di questi volumi riguarda i contratti chiusi sul comparto aliquote della P-GAS, dove l'obbligo di offerta a prezzi competitivi ha comportato uno strutturale eccesso di domanda, con l'esaurimento della totalità dei lotti offerti già nel primo giorno di negoziazione. L'operatività su tale comparto è stata sospesa nel mese di marzo per l'esaurimento degli stessi e riprenderà presumibilmente in agosto per la negoziazione dei lotti che andranno in scadenza ad ottobre 2011.

Viceversa i volumi scambiati sul comparto import della P-GAS e sul mercato 'a pronti' hanno potuto raccogliere una liquidità ancora modesta: nel comparto import, in ragione delle peculiarità dei contratti scambiati; mentre nel caso del mercato 'a pronti' a causa dell'avvio in prossimità della fine dell'anno.

Relativamente a quest'ultimo segmento, si hanno tuttavia, buoni segnali di aumento dell'interesse del mercato nel 2011, come testimoniano sia la crescita degli operatori attivi da 1 a 12, sia la crescita dei volumi contrattati pari, nei cinque mesi, a 12,5 milioni di mc. L'avvio lento delle contrattazioni è un elemento in una certa misura fisiologico. Confidiamo, come già in altre occasioni, che la progressiva familiarizzazione degli operatori coi nuovi strumenti di mercato contribuisca ad un loro maggior utilizzo, per il quale il GME è pronto fin d'ora.

---

<sup>1</sup> Il dato fa riferimento ai volumi scambiati nell'anno 2010 indipendentemente dal loro periodo di consegna.

L'aspettativa per il futuro, oltre al naturale consolidamento di questi mercati, è che il prossimo avvio della piattaforma di bilanciamento del gas, assegnata al GME dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, possa indurre un incremento di liquidità anche sul mercato a pronti.

Infine, per quanto attiene il profilo internazionale, abbiamo già citato come dal 1 gennaio 2011 sia diventato operativo il coupling con la Slovenia. In questi cinque mesi, la capacità allocata è andata crescendo, dai 64 MW medi di gennaio ai 183 di maggio. Il nuovo meccanismo ha sempre funzionato correttamente, determinando flussi con l'estero coerenti con il differenziale di prezzo nel 100% dei casi, a fronte del 97,5% garantito dalle aste esplicite attive sulla stessa frontiera per i prodotti mensili e annuali. Ovviamente la quota ridotta di capacità assegnata non consente ancora una piena convergenza dei prezzi, sebbene preme segnalare che nel 10% delle ore i prezzi sulle due borse siano risultati uguali.

A questo primo successo, si affianca il notevole avanzamento del progetto Price Coupling of Regions (PCR), a cui GME partecipa attivamente insieme alle borse dell'area iberica, franco-tedesca, olandese-belga-inglese e scandinava, e che punta a creare un unico price coupling europeo in linea con gli indirizzi delle istituzioni comunitarie.

Il progetto ha compiuto numerosi e rilevanti progressi: dopo aver identificato la base algoritmica da sviluppare per l'integrazione tecnica delle diverse piattaforme di trading, sono stati definiti gran parte dei processi operativi che dovranno regolare il funzionamento del PCR. La finalizzazione del progetto PCR ed il completamento delle relative infrastrutture è atteso per la fine del 2012, fermo restando che l'avvio operativo su scala locale comporterà, in ciascun paese, il completamento dei necessari processi autorizzativi nonché l'eventuale implementazione delle opportune modifiche regolatorie.

Se l'integrazione sovranazionale dei mercati locali rappresenta ormai il presente dei mercati energetici, il vero driver del cambiamento dei prossimi anni sarà certamente rappresentato dalla transizione dei sistemi alimentati da fonti convenzionali verso sistemi con percentuali significative di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili. Questo processo, innescato da fattori insieme regolatori politici ed economici, è ad uno stadio più avanzato in paesi che già hanno raggiunto soglie rilevanti di produzione da fonti rinnovabili come la Germania e la Spagna, mentre in Italia è ancora all'inizio. E' un tema peraltro che tocca non solo l'aspetto ambientale ed economico, sintetizzato nei meccanismi di incentivazione al centro del dibattito di quest'ultimo anno, ma anche il complessivo disegno del mercato.

Una transizione in tal senso impone la necessità di una nuova valutazione complessiva di diversi strumenti adottati in questi anni quali:

- la priorità di dispacciamento,
- gli oneri di sbilanciamento,
- la capacity payment,
- i prezzi zonali,
- i mercati infragiornalieri

sono tutti elementi che ben strutturati e calibrati possono favorire l'integrazione di quote crescenti di fonti rinnovabili.

In questa cornice di forti cambiamenti il GME vuole contribuire con la propria competenza e professionalità alla creazione di un mercato in grado di rispondere alle richieste degli operatori e delle istituzioni. Per questo motivo abbiamo deciso di dedicare la relazione di quest'anno proprio a questo tema.

Ringrazio per l'attenzione e lascio quindi ai relatori il compito di aprire il dibattito.



# RISULTATI DEL MERCATO ELETTRICO NEL 2010 E NEI PRIMI CINQUE MESI DEL 2011

**Cosimo Campidoglio**  
*Responsabile Ricerca,  
Sviluppo e Monitoraggio,  
Gestore dei Mercati  
Energetici S.p.A.*





L'anno scorso in questa sede eravamo stati facili profeti nell'indicare il 2009 come l'inizio di una fase di "mercato lungo" caratterizzato da bassa domanda, eccesso di offerta, intensa competizione tra i nuovi cicli combinati e conseguenti riduzioni di margini. Il 2010 ha in effetti confermato, e semmai rafforzato, questi scenari, complice il livello ancora ridotto della domanda a dispetto della modesta ripresa, il continuo trend di aumento dell'offerta disponibile e il rinnovato trend ascendente dei costi di generazione.

In questo scenario, le maggiori novità sono venute dai mercati storicamente meno liquidi e da quelli di nuovo avvio, i cui effetti si sono mostrati nel 2010 e si stanno più fortemente dispiegando nel corso di questo 2011. Segnatamente ci si riferisce a: a) una consistente crescita dei volumi registrati sui mercati a termine, sia con riferimento al MTE che più in generale alla PCE; b) l'avvio delle prime due sessioni Mercati Infragiornalieri, a cui nel 2011 si sono aggiunte le ulteriori due organizzate a ridosso del tempo reale.

Il contesto internazionale - Segnali di crescita nel 2010 Fig 1

**Ripresa a livello globale**

- PIL mondiale: +5%<sup>1</sup>
- commercio internazionale: +13%<sup>1</sup>
- consumi di energia primaria: +4%<sup>2</sup>

**Crescita ridotta in Europa...**

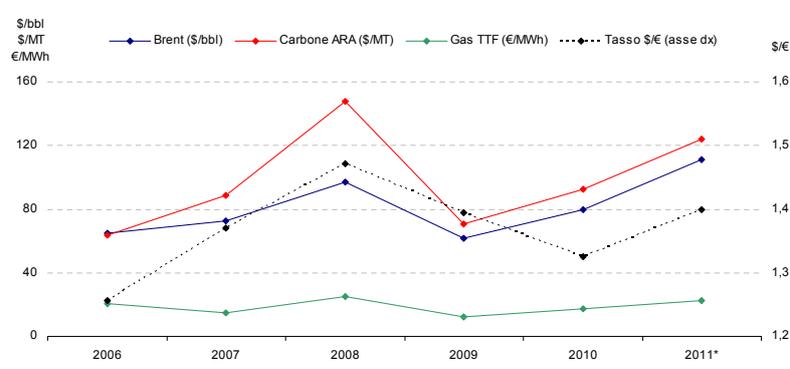
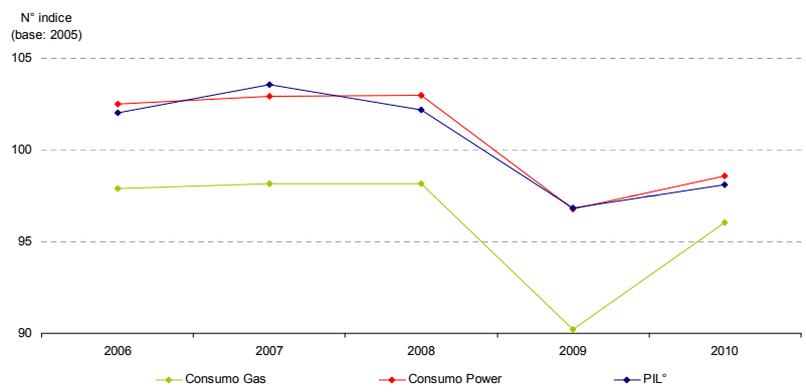
- PIL UE: +1,8%<sup>1</sup>
- Germania: +3,5%<sup>1</sup>
- Francia: +1,5%<sup>1</sup>

**... e in Italia**

- PIL: +1,3%<sup>1</sup>
- Consumi elettrici e gas in aumento (+1,9%, +6,4%), ma inferiori ai livelli del 2005

**Crescita delle quotazioni delle commodities**

- Brent: +29%<sup>3</sup>
- Carbone: +31%<sup>3</sup>
- Gas: +44%<sup>3</sup>



Fonte: <sup>1</sup> FMI World Economic Outlook; <sup>2</sup> Fonte: BP, Energy Outlook 2010; <sup>3</sup> Fonte: Thomson Reuters; <sup>4</sup> Fonte: Istat

Il primo anno successivo alla crisi del 2009 ha registrato una significativa ripresa a livello globale, confermata dal +13% del commercio internazionale, dal +5% del PIL mondiale e dal +4% dei consumi di energia primaria. Tali segnali di crescita tuttavia sono stati intercettati in misura piuttosto limitata dall'Europa e in particolare dall'Italia, dove il PIL è cresciuto solo dell' 1,3% ma soprattutto dove la domanda di gas ed energia elettrica sono rimaste inferiori ai livelli del 2005 a dispetto di una crescita rispettivamente del 6,4% e dell'1,9% .

La modesta ripresa dei consumi si è accompagnata ad una nuova fase di crescita delle quotazioni del petrolio, salite in un anno del 29% e attestatosi in media annua a 80 \$/bbl, con un trend sostenuto in corso d'anno che ha visto il Brent passare da 79 a 94 \$/bbl. Un fenomeno accentuato dal contestuale apprezzamento del cambio €/\$, sceso in un anno del 5%. Variazioni analoghe hanno registrato i prezzi delle altre commodities, con le quotazioni europee del carbone salite del 31% e quelle del gas del +44%.

Fig 2

Crescita dei nuovi mercati e delle contrattazioni a termine - Piattaforma Conti Energia

**Maggior grado di maturità**

→ operatività in crescita

	transazioni	posizione netta
2010:	+36%	+16%
2011*:	+22%	+21%

→ Churn ratio al valore massimo storico

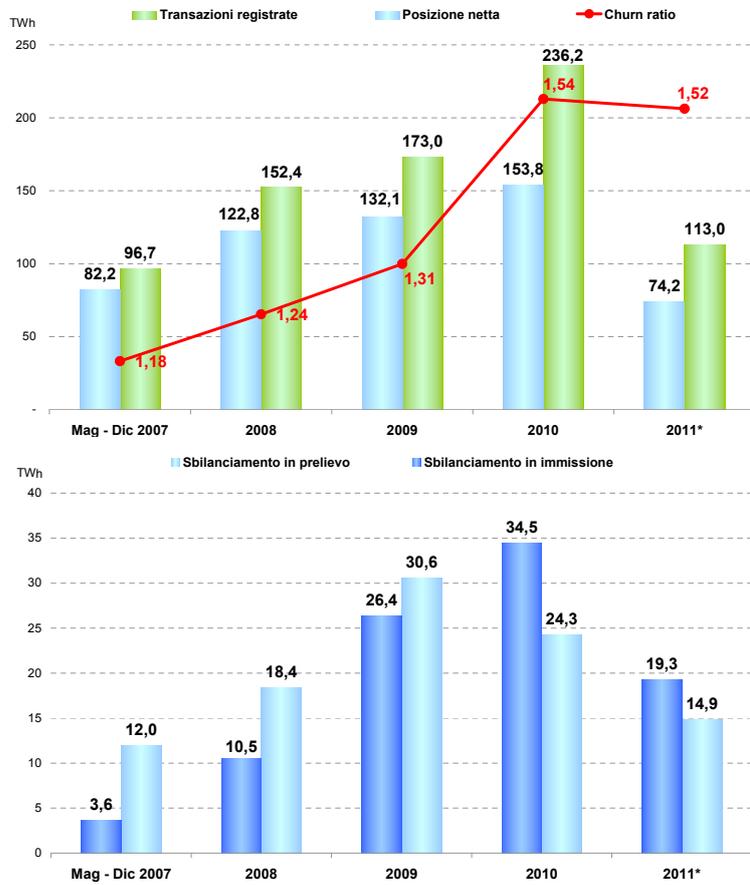
→ Crescita dei contratti standard

2010:	+80% (43% dei bilaterali)
2011*:	+11% (41% dei bilaterali)

**Maggior utilizzo delle opzioni di flessibilità**

→ passaggio dello sbilanciamento a programma aggregato dal lato prelievo a quello immissione, segno del mercato lungo

→ nel 2011 conferma dell'inversione e ulteriore aumento di circa il 50% dello sbilanciamento in entrambi i lati (+6 p.p. sul totale dei programmi registrati)



Come già accennato nel primo intervento, il 2010 registra un aumento del 25% degli operatori iscritti ai mercati elettrici, passati da 161 a 202, ed un aumento del 14% dei volumi complessivamente registrati sul GME attestatisi 457 TWh.

Tale aumento - che consolida i volumi registrati su MTE, PCE, MGP e MI - ha beneficiato soprattutto dell'ottima performance della PCE, i cui contratti registrati con delivery 2010 sono cresciuti di 63 TWh, a fronte di una posizione netta sottostante cresciuta di soli 21 TWh. Questo dato, che porta il churn ratio della PCE al massimo storico di 1,54, conferma un forte aumento dell'attività di trading sulla piattaforma e, insieme all'aumento dell'80% della quota dei profili standard - ormai prossimi al 42% sul totale dei profili registrati -, testimonia di una progressiva maturazione del mercato a termine italiano verso standard più europei. Nel 2011 il trend prosegue evidenziando ulteriori incrementi dei volumi, prossimi al 20%, e un churn ratio che si mantiene sostanzialmente stabile a 1,52.

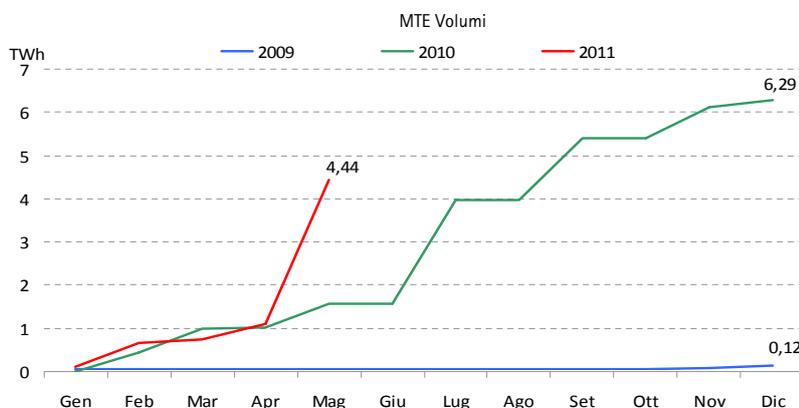
Crescita dei nuovi mercati e delle contrattazioni a termine - Mercato a Termine dell'energia Fig 3

**Crescita dei volumi**

→ successo dei nuovi prodotti annuali e trimestrali che raccolgono insieme il 60% dei contratti e il 92% dei volumi scambiati

→ volumi cresciuti a quasi la metà di quelli di IDEX nel 2010 e su livelli molto simili nel 2011

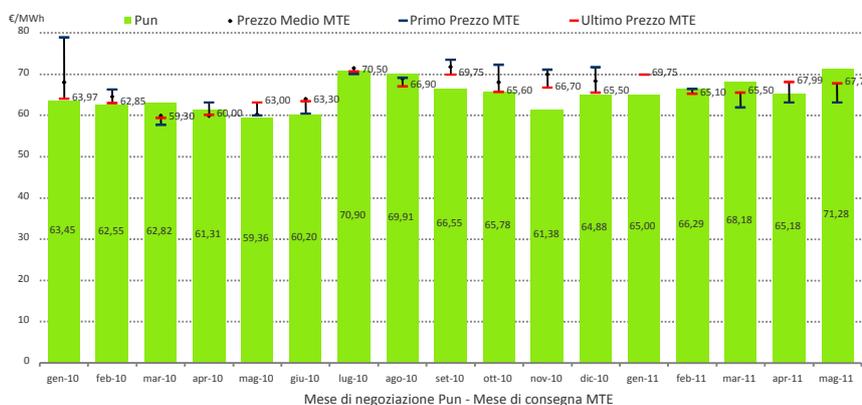
Volumi	2011*	2010
MTE	4,4 TWh	6,3 TWh
IDEX	5,6 TWh	15,4 TWh



**Segnali di prezzo coerenti**

→ correlazione sui prodotti più liquidi tra i prezzi di MTE e IDEX pari all'84%

→ buona capacità predittiva dei prezzi MTE sul relativo sottostante



La crescita dei volumi complessivi registrati presso il GME ha tuttavia beneficiato anche degli aumenti degli scambi su MTE e MI. Relativamente al MTE, i segnali positivi che già si intravedevano in occasione della precedente relazione annuale hanno trovato ampia conferma sia nel 2010, con volumi scambiati a 6,29 TWh sia in questo primo scorcio di 2011, con volumi pari a 4,44 TWh nei soli primi cinque mesi del 2011 e già saliti a circa 13 TWh col mese di giugno. Risultati positivi che riflettono il maggiore interesse del mercato per i prodotti lunghi come annuale e trimestrale, nonché gli effetti benefici sui costi di transazione indotti dal cambiamento nel sistema delle garanzie. Vale la pena osservare che i prezzi quotati da MTE sono risultati in linea con quelli quotati per profili analoghi da IDEX e ben correlati con il sottostante.

Fig 4

**Crescita dei nuovi mercati e delle contrattazioni a termine - mercati elettrici a pronti**

**MI/MA:** espansione del mercato dopo la riforma avviata a fine 2009

→ **gradimento crescente** delle maggiori opzioni di flessibilità offerte da MI

	volumi	operatori
2010:	+22%	+30%
2011*:	+30% <sup>(1)</sup>	+27%

→ **avvio** nel 2011 di **MI3** e **MI4**: possibilità di aggiornare le posizioni fisiche a ridosso del tempo reale

→ **segnali di prezzo** su MI1 e MI2 analoghi a MGP

/MWh	2010	2011*
MI1:	63,69	66,70
MI2:	63,66	64,09
MGP:	64,12	67,22

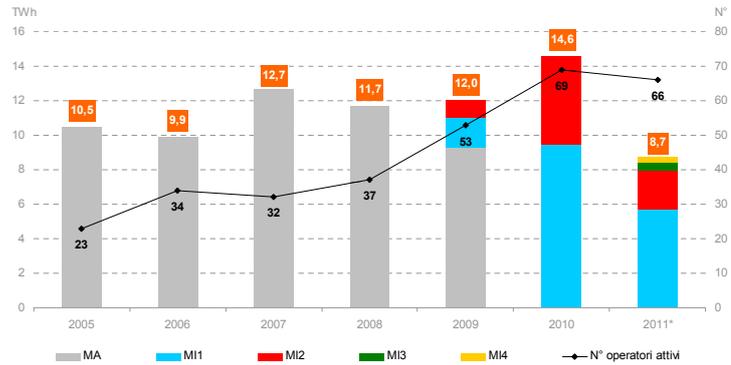
**MGP:** riduzione dei volumi per effetto di domanda stagnante e del maggior ricorso a contrattazioni a termine

→ nel 2010 la riduzione della liquidità è relativa solo a operatori istituzionali

→ calo dei volumi dell'AU, con progressiva crescita nell'utilizzo di MTE

→ liquidità operatori non istituzionali costante negli ultimi 3 anni al 34%

→ ulteriore calo nel 2011\*, con liquidità operatori non istituzionale al 28%



Quanto al MI, che per sua natura è un mercato residuale in termini di volumi, il lancio dei due MI1 e MI2 ha prodotto sia un aumento dei volumi, cresciuti in un anno da 12 a 15 TWh, sia degli operatori attivi sul mercato, cresciuti da 53 a 69. Il trend positivo è peraltro proseguito nel corso dei primi cinque mesi del 2011, con volumi transati cresciuti del 30% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e attestati a 8 TWh. Il dato più interessante riguarda tuttavia le due nuove sessioni MI3 e MI4, il cui rilievo più che nei volumi scambiati (congiuntamente prossimi a 0,8 TWh, anche per effetto di una "base oraria" inferiore pari a meno della metà delle prime due sessioni) risiede soprattutto nel fatto che per la prima volta viene offerto agli operatori lo strumento per aggiustamenti delle proprie posizioni fisiche a ridosso del tempo reale. Tali sessioni si svolgono, infatti, nel giorno di consegna dell'energia con chiusura rispettivamente alle 8.00 per le ore successive alle 12 e alle 12.00 per le ore successive alle 16 ed avvengono in stretto coordinamento con le sessioni infragiornaliere del Mercato di Bilanciamento gestito da Terna.

L'entità dell'aumento dei volumi scambiati a termine è stata peraltro tale da compensare la riduzione delle quantità scambiate sul MGP, tradizionalmente il primo mercato del GME per volumi, che nel 2010 ha visto la sua liquidità ridursi dal 68 al 63% a beneficio appunto della PCE. Tale dato, al netto di un cambio di strategia di acquisto dell'Acquirente Unico, consolida una liquidità stabile ai massimi storici da parte degli operatori "non istituzionali", con volumi scambiati prossimi a 110 TWh sui 199 TWh complessivamente scambiati sul MGP. Tale tendenza trova conferma nella prima parte del 2011 con una liquidità discesa al 58%.

## Il perdurare dell'overcapacity - Prezzo unico nazionale (PUN) Fig 5

**Pun** stabile nel 2010 rispetto al 2009

→ Prezzi spot in Europa:

Spagna: +0,1%

Francia/Germania: +10/15%

→ rialzo nel 2011 sotto la spinta del Brent

	2011*		2010		2009	2008	2007	2006
	€/MWh	Var. % 2011*/2010*	€/MWh	Var. % 2010/2009	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
<b>Totale</b>	67,22	8,6%	64,12	0,6%	63,72	86,99	70,99	74,75
<i>Picco</i>	77,07	3,8%	76,77	-7,6%	83,05	114,38	104,90	108,73
<i>Fuori picco</i>	62,04	12,0%	57,34	7,4%	53,41	72,53	53,00	57,06
- <i>Lavorativo</i>	58,87	12,6%	54,20	12,2%	48,29	67,75	48,06	54,12
- <i>Festivo</i>	65,55	11,4%	60,98	2,9%	59,27	77,88	58,58	60,25
<i>Picco/Fuori picco lavorativo</i>	1,31	-7,9%	1,42	-17,6%	1,72	1,69	2,18	2,01
<i>Festivo/Fuori picco lavorativo</i>	1,11	-1,0%	1,13	-8,3%	1,23	1,15	1,22	1,11

**Convergenza** prezzi di *picco* e *fuori picco*

→ mai così vicini e per la prima volta con variazioni discordi tra loro

→ allineamento agli standard europei

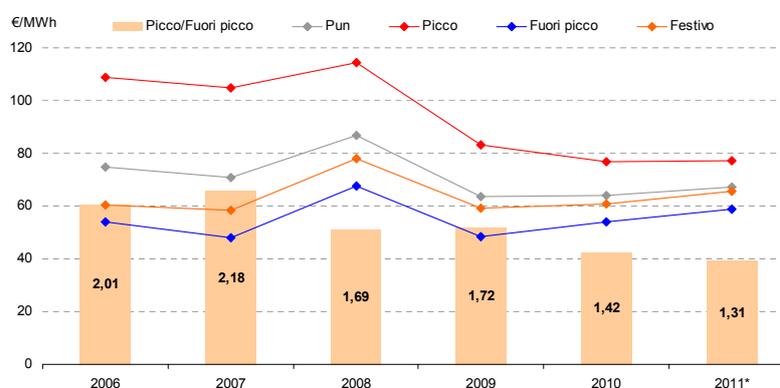
→ ridotto utilizzo degli impianti di pompaggio (2011\*: -40% vendite, -77% acquisti)

→ tendenze confermate nella prima fase del 2011

**Tendenza** al moderato aumento

→ crescita dei costi di generazione

→ ulteriore riduzione del differenziale con le principali quotazioni europee



Il dato più rilevante per gli operatori è tuttavia quello relativo ai prezzi. Dopo il crollo del 2009, il Pun si è mantenuto sostanzialmente stabile, attestandosi a 64,12 €/MWh, con un aumento dello 0,6% che distingue nettamente il dato italiano – insieme a quello spagnolo – dagli aumenti a due cifre registrati sulle altre borse spot europee. Questo valore media un drastico ribasso nel primo trimestre, figlio dei prezzi ancora alti del primo trimestre 2009, con i rialzi registrati nei successivi tre trimestri sotto la spinta dell'aumento dei costi di combustibile. Ma soprattutto il dato media una netta divergenza tra il crollo dei prezzi di picco (-7%), conseguenza del generalizzato aumento della concorrenza tra produttori in tutte le ore, e il vigoroso aumento di quelli fuori picco (+7%), necessario a mantenere un livello minimo di copertura dei costi; una divergenza che ha portato il rapporto tra prezzi di picco e prezzi fuori picco al minimo storico di 1,42 riallineandolo agli standard europei. Un trend pluriennale confermato nei primi cinque mesi del 2011, nei quali il rapporto è sceso ulteriormente a 1,31, e che sta spingendo a livelli minimi l'utilizzo degli impianti di pompaggio.

Fig 6

**Il perdurare dell'overcapacity - Spark Spread**

L'andamento del **Pun** riflette:

→ Crescente divaricazione tra **Domanda** stagnante e **Offerta**

→ **Costi di generazione** in costante ripresa durante l'anno

→ **Potere di mercato** significativo, ma in costante riduzione dei valori minimi storici

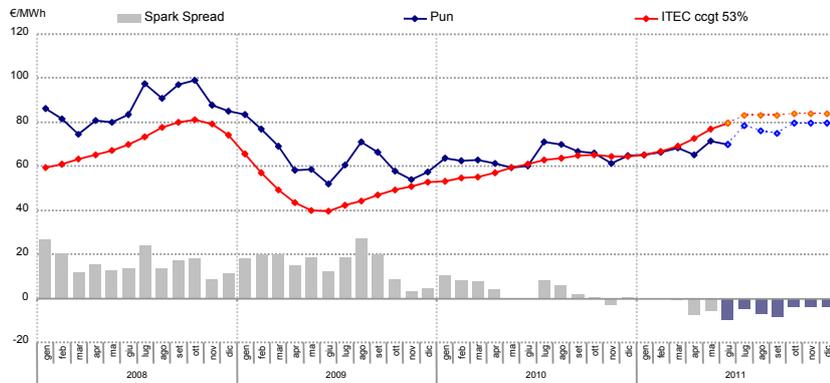
	2011*		2010		2009	2008	2007	2006
	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Valore	Valore	Valore
<b>Pun (€/MWh)</b>	67,22	+9%	64,12	+1%	63,72	86,99	70,99	74,75
<b>Domanda (MWh)</b>	35.606	-2%	36.365	+2%	35.779	38.361	37.665	37.647
<b>Offerta (MWh)</b>	61.263	+6%	58.162	+2%	57.001	56.416	54.830	52.032
<b>IOM (%)</b>	20%	-3 p.p.	22%	-6 p.p.	27%	51%	77%	88%
<b>IOR (%)</b>	14%	-3 p.p.	15%	-2 p.p.	17%	20%	21%	27%
<b>Brent (\$/bbl)</b>	111,16	+43%	79,85	+29%	61,67	97,26	72,39	65,14
<b>Brent (€/bbl)</b>	79,57	+38%	60,24	+36%	44,22	66,11	52,82	51,86
<b>Tasso \$/€</b>	1,40	+4%	1,33	-5%	1,39	1,47	1,37	1,26
<b>Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)</b>	81,71	+23%	71,08	+23%	57,88	81,92	53,80	62,73
<b>- Itec Ccgt (€/MWh)<sup>(2)</sup></b>	70,22	+26%	60,51	+25%	48,31	70,96	49,38	52,93
<b>- CV (€/MWh)</b>	5,64	+6%	5,15	+12%	4,61	3,35	4,18	3,38
<b>- CO2 Ccgt (€/MWh)</b>	5,85	+14%	5,41	+9%	4,96	7,61	0,24	6,43
<b>Spark Spread (€/MWh)<sup>(1)</sup></b>	-3,00	-150%	3,61	-77%	15,41	16,03	21,61	21,82

<sup>(1)</sup> lo spark spread è calcolato come media delle differenze mensili tra Pun e ITECCcgt al 53% al netto degli oneri ambientali (CV e CO2), <sup>(2)</sup> l'Itec Ccgt è stato ricalcolato considerando un rendimento superiore e pari al 53%

**Difficoltà** per i produttori di recuperare i costi:

→ **Spark Spread** sui valori minimi nel 2010 e addirittura negativo nel 2011\* (-3 €/MWh).

→ Le **quotazioni a termine** indicano un ulteriore peggioramento dello spark spread atteso per il 2011 a -5 €/MWh



Come già negli anni passati, l'andamento di fondo del Pun riflette l'evoluzione di alcune variabili esogene fondamentali, ben colte dal modello econometrico del GME:

- la forte ripresa dei costi di generazione modellati dall'ITECCcgt, che riflette l'andamento congiunto dei prezzi del gas e del cambio (+25%) con i ben noti ritardi legati alle strutture contrattuali di approvvigionamento;
- un livello degli acquisti in modesta ripresa (+2%) ma ancora inferiore ai livelli del 2005;
- un ulteriore aumento della capacità installata che sconta, oltre ai 2.000 MW entrati in produzione a fine 2009, anche l'effetto dei 5.500 MW entrati in produzione nel 2010;
- l'ulteriore ribasso ai nuovi minimi storici di tutti gli indici di potere di mercato, tra cui la percentuale di fissazione del prezzo da parte di uno stesso operatore (passata dal 27% al 22%) e la quota di volumi scambiati in assenza di concorrenza (scesa da 17% al 15%), a rappresentare la forte e crescente competizione al margine tra impianti a ciclo combinato sostanzialmente identici appartenenti a numerosi produttori differenti, che lottano per difendere il sempre più ristretto numero di ore di funzionamento.

Tutti questi andamenti trovano conferma e si rafforzano nei primi cinque mesi del 2011, segnalando in particolare l'ininterrotta propensione rialzista dei costi di generazione (+26% nei primi 5 mesi dell'anno) e la difficoltà di ripresa degli acquisti (-2%).

L'insieme di questi fenomeni segnala come l'apparente stabilità dei prezzi nominali registrata nel 2010 comporti una ulteriore ed anzi più massiccia riduzione "reale" dei prezzi rispetto a quella registrata nel 2009. Il crollo dello spark spread medio annuo dai 15 €/MWh del 2009 ai 4 €/MWh del 2010 (senza tener conto dei costi di CV e CO2) conferma, infatti, come l'erosione dei margini iniziata negli ultimi anni abbia subito una drastica accelerazione, con una progressione di ribassi mese su mese interrotta solo a luglio e agosto. In tal senso trova conferma la tendenza del mercato, già emersa nel corso del 2009, a recuperare margini nei periodi caratterizzati da minor concorrenza quali i giorni festivi o il mese di agosto, caratterizzati entrambi per una riduzione del numero di operatori attivi sul mercato. Un trend ulteriormente accentuato in questo inizio 2011, in cui lo spark spread ha addirittura cambiato il

suo segno, scendendo circa 3€/MWh sotto lo zero.

Il quadro che ne deriva sulla base dei dati consolidati e delle quotazioni a termine disponibili proietta a fine 2011 un PUN medio annuo in crescita sui 73 €/MWh (+13 % sul 2010) ed uno spark spread in calo a -5 €/MWh (- 9 €/MWh sul 2010).

## Dinamiche zionali - Sistema Italia Fig 7

Si confermano le principali caratteristiche già emerse negli anni passati

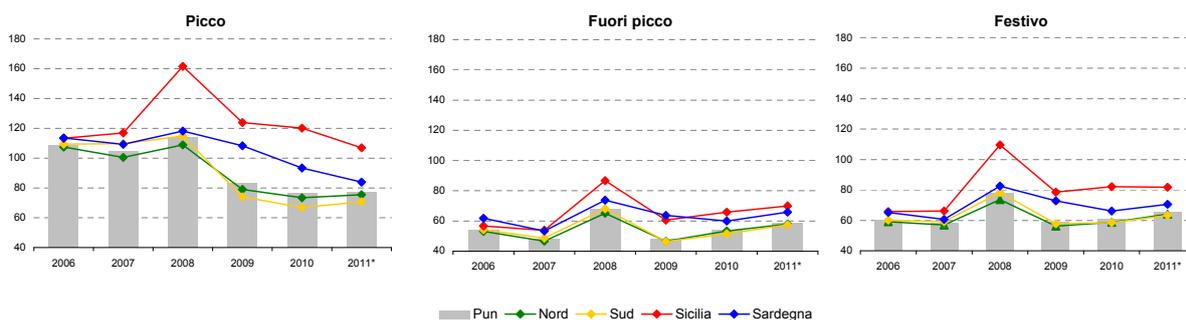
→ il Sud risulta ancora *zona più economica*

→ le isole si mantengono nettamente sopra la media nazionale, ma con significativi segnali di rientro attuali e ottime prospettive future

Nel 2010 aumento del differenziale di prezzo Nord-Sud, tornato nel 2011\* a ridosso dei minimi storici

→ Differenziale concentrato nelle *sole ore di picco* (2010: 7 €/MWh; 2011\*: 5 €/MWh)

€/MWh	2011		2010		2009	2008	2007	2006
	Media	Var. % 2011/2010*	Media	Var. % 2010/2009	Media	Media	Media	Media
PUN	67,22	9%	64,12	0,6%	63,72	86,99	70,99	74,75
NORD	65,90	11%	61,98	1,9%	60,82	82,92	68,47	73,63
CENTRO NORD	65,91	9%	62,47	0,3%	62,26	84,99	72,80	74,98
CENTRO SUD	65,08	8%	62,60	0,3%	62,40	87,63	73,05	74,99
SUD	63,84	15%	59,00	-0,8%	59,49	87,39	73,04	74,98
SICILIA	86,40	-8%	89,71	1,8%	88,09	119,63	79,51	78,96
SARDEGNA	73,53	6%	73,51	-10,4%	82,01	91,84	75,00	80,55
Delta totale	22,56		30,71		28,60	36,71	11,04	6,92
Delta continente	2,06		3,60		2,91	5,07	4,75	2,04

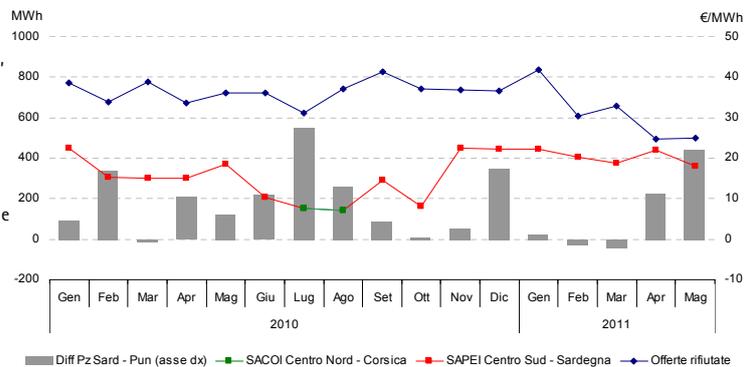


All'interno di questo quadro, si sono registrate variazioni significative nelle diverse zone in cui si articola il mercato elettrico. Ci si riferisce in particolare a tre fenomeni:

- il consolidamento di un differenziale di prezzo sul continente di circa 3 €/MWh, sostanzialmente determinato dai prezzi più bassi di circa 7 €/MWh registrati al Sud nelle ore di picco;
- il permanere di sensibili differenziali di prezzo rispetto alla media nazionale della Sardegna (+9 €/MWh) e soprattutto della Sicilia (+25 €/MWh), seppur con segnali positivi di riavvicinamento ai prezzi continentali, legati agli sviluppi infrastrutturali in corso in entrambe le isole e concretizzatisi nel 2011, come testimonia il calo tendenziale dei prezzi isolani, in controtendenza sulla media nazionale.

Fig 8 Dinamiche zionali - Sardegna

Nel 2010 la **Sardegna** è l'unica zona in significativo ribasso, risultando spesso unita al continente  
 → **prezzo** in diminuzione a 73,53 €/MWh (-10,4%)  
 → **volatilità** in calo (-10 p.p.)  
 → effetti della **nuova linea SAPEI**  
 → **tendenza** confermata nel 2011, con l'eccezione di aprile e maggio, caratterizzati da un basso livello di offerta di base

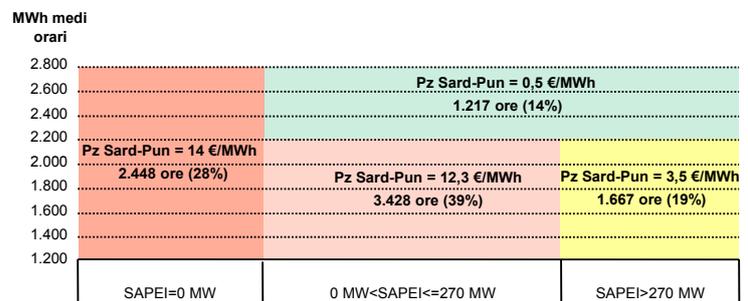


Il differenziale di prezzo con il Pun è in calo...

2009: +18,3 €/MWh  
 2010: +9,4 €/MWh  
 2011\*: +6,3 €/MWh

... e minimo in condizioni "normali" di

→ capacità della **linea SAPEI**  
 → disponibilità dell'**offerta**



In Sardegna in particolare il 2010 si caratterizza come un anno diviso in tre sottoperiodi: quelli caratterizzati da piena (o parzialmente ridotta) operatività del nuovo cavo con il continente e piena disponibilità di capacità di generazione, con prezzi conseguentemente prossimi al Pun a meno di 0,5 €/MWh; quelli caratterizzati da piena operatività del nuovo cavo con il continente ma ridotta disponibilità di capacità di generazione, con prezzi superiori al Pun a meno di 3,5 €/MWh; e quelli caratterizzati da ridotta disponibilità del cavo e/o della capacità interna, con prezzi superiori al Pun di 12 €/MWh. Tuttavia, come prevedibile, nel 2010 il differenziale ha toccato i suoi livelli massimi in corrispondenza dei periodi di inibizione del SAPEI (28% delle ore), quando nonostante l'attivazione della linea SACOI, il prezzo sardo ha superato il Pun di circa 14 €/MWh. Nei primi cinque mesi del 2011 il differenziale di prezzo con il Pun è sceso ulteriormente sui 6 €/MWh confermando la progressiva integrazione della Sardegna con il continente, venuta meno sostanzialmente soltanto nell'ultimo mese di maggio in corrispondenza proprio di una drastica riduzione di capacità del SAPEI.

Dinamiche zionali – Sicilia Fig 9

Nel 2010 la **Sicilia** è l'unica zona con prezzi e volatilità contemporaneamente in lieve aumento

→ prezzo in ripresa a 89,71 €/MWh (+1,8%)

→ volatilità crescente (+2 p.p.)

Ma il **differenziale con il Pun** è in calo progressivo grazie a:

→ nuova capacità competitiva entrata nel 2010:

Eolico	240 MW
Ccgt	740 MW <sup>(1)</sup>

→ *inversione* nella tecnologia marginale

ITM Olio: da 54% a 33%

ITM Ccgt: da 27% a 48%

**Tendenza confermata nel 2011..**

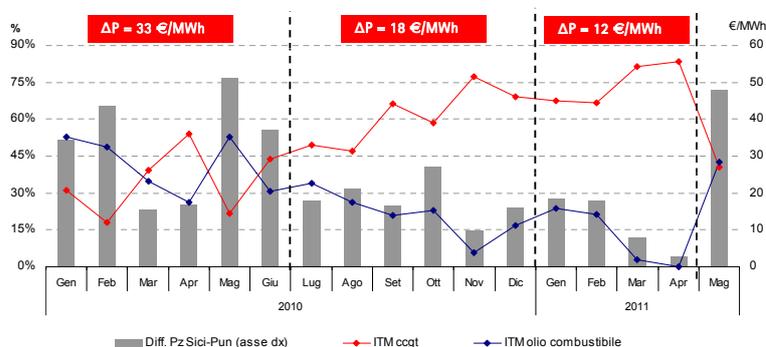
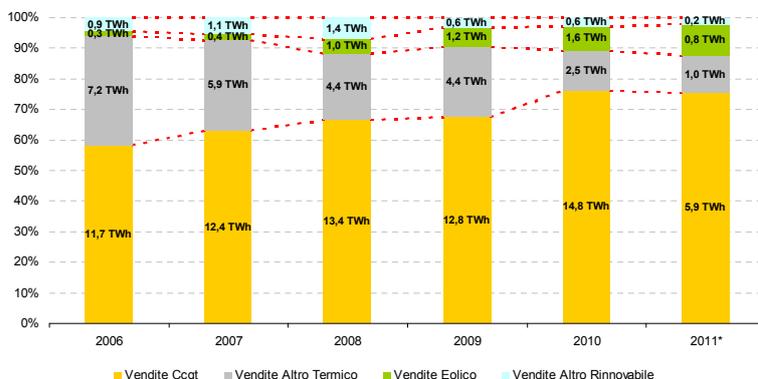
→ unica zona con *prezzo* in calo (-8%)

→ *prezzi più bassi* del sistema nel 10% delle ore

→ *impegni operatori* verso AGCM

**.. ma attenuata dai picchi di maggio**

→ restringimento del transito



<sup>1</sup> A pieno regime nella seconda parte dell'anno

Segnali positivi provengono anche dalla Sicilia, il cui differenziale di prezzo rispetto al sistema a partire dal 2007 è stato legato sostanzialmente a due fattori: la progressiva divaricazione tra continente e Sicilia delle tecnologie marginali, sempre più spostate verso il ciclo combinato nel primo caso e persistentemente ancorate all'olio combustibile nel secondo; e la progressiva divaricazione nei costi di combustibile delle due tecnologie (rispettivamente gas e olio) per effetto della differente velocità con cui questi riflettono le variazioni intervenute nelle quotazioni del petrolio. Su questi fattori si sono innestati di volta in volta gli effetti negativi di periodiche riduzioni nella capacità disponibile e della concentrazione dell'offerta, che hanno indotto forti oscillazioni nei prezzi isolani da un mese all'altro. In questo scenario l'entrata graduale di nuova potenza di base degli impianti eolici, ma soprattutto l'entrata di un nuovo impianto a ciclo combinato di 480 MW hanno cambiato l'equilibrio dell'isola, riducendo progressivamente il peso al margine dell'olio combustibile (-21 p.p.) a vantaggio del ciclo combinato (+21 p.p.) e con ciò favorendo nel secondo semestre dell'anno una riduzione nel differenziale con il Pun di circa 15 €/MWh. Nel 2011 queste novità, congiuntamente all'attuazione degli impegni presi verso l'AGCM da Enel e Edipower, hanno indotto sull'isola un calo controtendenziale dei prezzi (-8%), rendendo la Sicilia la zona con i prezzi minori nel 10% delle ore (percentuale che sale al 36%, nel caso in cui si considerino anche le ore in cui l'isola risulta unita al continente o a parte di esso). Meno evidenti gli impatti sul differenziale con il Pun che è tornato a salire, portandosi a 19 €/MWh, per effetto dei marcati rialzi registrati sui prezzi isolani a maggio, in corrispondenza della chiusura per manutenzione del cavo di interconnessione con il continente.

Vale la pena, tuttavia, evidenziare come la complessiva contrazione della quotazione siciliana nei primi cinque mesi del 2011 abbia contribuito a limare di circa 1 €/MWh la crescita del Pun.

In chiave prospettica, un ulteriore contributo alla rimozione dell'anomalia è atteso dall'entrata in servizio della nuova interconnessione da 1000 MW con il continente attesa per il 2013.

Fig 10

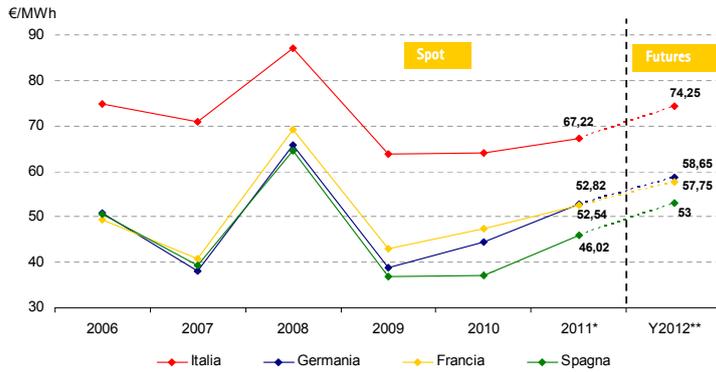
Overview dei mercati europei - Quotazioni a pronti e a termine

**Prezzi spot:**

→ nel 2010 ritmi di crescita differenti registrati nell'area mediterranea e centro-nord europea  
 → scende al **minimo storico** il differenziale tra Pun e quotazioni centro-europee

In **Italia** *prezzi stabili*, ma ancora più elevati del resto d'Europa

→ *diverso ritardo* nel recepire le variazioni del petrolio  
 → *overcapacity*



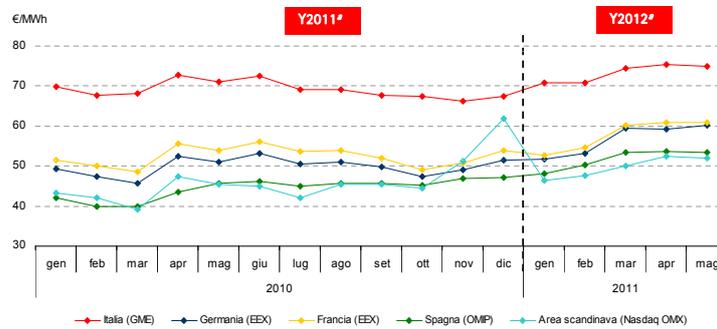
**Quotazioni a termine:**

**Propensioni rialziste** per il 2011 e il 2012, contenute in Italia, decisamente più marcate nel resto d'Europa (effetto Germania)

→ ulteriore riduzione del differenziale di prezzo

**Elevato grado di influenza e interazione**

→ diverso livello, ma andamenti analoghi  
 → **forte correlazione** tra quotazioni italiane ed estere



\* Il dato fa riferimento all'ultima quotazione registrata in ciascun mese dal prezzo di settlement del prodotto calendario

\*\* Il dato fa riferimento al prezzo di settlement del prodotto calendario Y 2012 disponibile al 20 giugno 2011

La ripresa dei consumi e la crescita dei prezzi dei combustibili hanno inciso sensibilmente sulle quotazioni spot del KWh presso le borse elettriche di tutta Europa, cresciute in media tra il 10/15% di Epex e il 51% di NordPoolSpot, mentre i volumi scambiati sulle borse del giorno prima si sono modificati in direzioni contraddittorie paese per paese sotto la spinta di fattori ampiamente locali e spesso connessi a variazioni regolatorie (è il caso dell'esplosione dei volumi della borsa tedesca, indotta dall'obbligo di cessione in borsa delle energie rinnovabili). In questo contesto l'Italia, come del resto la Spagna, si è distinta per prezzi sostanzialmente stabili, figli sia dello storico ritardo con cui le variazioni del petrolio si riflettono nel nostro sistema, sia soprattutto della forte condizione di eccesso di offerta del nostro parco, che ci distingue nettamente da paesi come la Francia che non ha ancora avviato un rinnovamento del parco e in prospettiva la Germania che dovrà fare i conti con la rapida uscita dal nucleare. Nel ranking europeo il GME diventa quindi la terza borsa europea per volumi scambiati sul MGP, confermandosi quella con le quotazioni più alte, sebbene con un differenziale ai minimi storici, per effetto di un parco produttivo legato al maggior costo del gas nel mercato italiano e al limitato contributo del carbone. La contrazione del differenziale di prezzo con il resto d'Europa tende peraltro a rafforzarsi in questo primo scorcio del 2011, in cui il Pun ha mostrato una propensione alla crescita decisamente inferiore alle principali quotazioni di riferimento continentali, consolidandosi ulteriormente nel 2012, come segnalato dalle dinamiche espresse dai mercati a termine.

Queste ultime, pur riproducendo in termini di livello le differenze strutturali esistenti tra i sistemi elettrici dei singoli paesi, seguono andamenti sostanzialmente analoghi, confermando l'elevato grado di interazione e influenza reciproca mostrato negli anni. Non sfugge a questa tendenza il giovane mercato a termine italiano, le cui quotazioni, seppur sostenute da una liquidità ancora ridotta, hanno mostrato nel corso del 2010 e di questa prima parte del 2011 una più che confortante correlazione con i prezzi futures delle più mature borse continentali. In prospettiva futura, la graduale riduzione della generazione nucleare in Germania e le perduranti criticità di offerta del mercato francese potrebbero indurre un più forte allineamento dei prezzi esteri con quelli italiani rispetto a quello già in corso, con potenziali risvolti innovativi sul mercato italiano e quindi dei progetti di coupling coi mercati limitrofi.

Market Coupling IT-SI - Risultati dei primi cinque mesi di operatività Fig 11**Il market coupling ha funzionato regolarmente**

→ **direzione dell'energia** coerente con i prezzi

→ **efficienza** nel 100% delle ore rispetto al 97,5% dell'asta esplicita

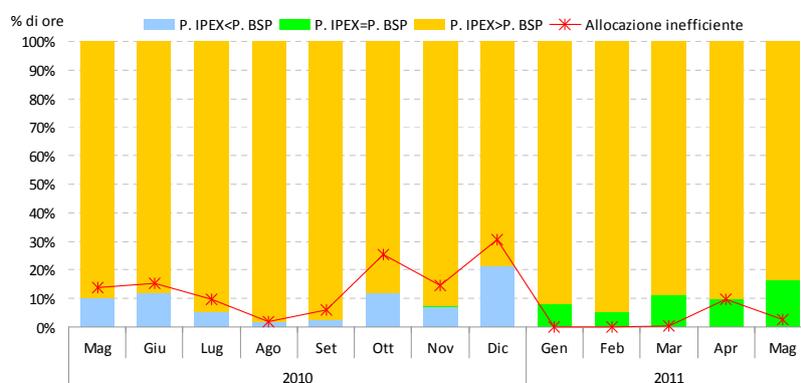
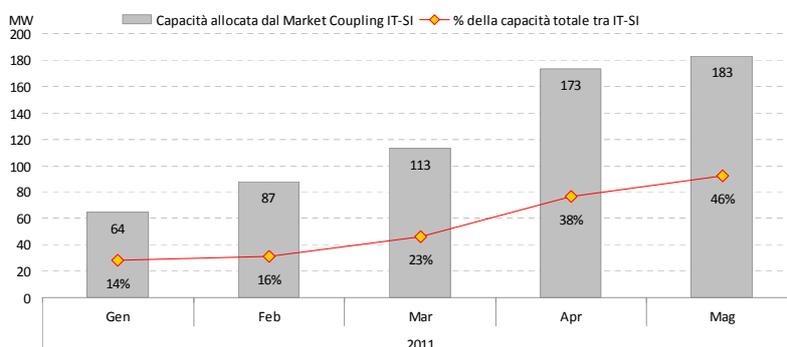
→ **prezzi** ancora diversi ma crescita delle ore di convergenza dei prezzi, arrivate al 10,2% nel 2011

BSP: 53,9 €/MWh

PzNord: 65,9 €/MWh

→ forte aumento di **liquidità** per BSP, che chiude contratti in tutte le sessioni

→ **capacità assegnata** arrivata a maggio a 183 MW medi, a fronte di una quota minima riservata di 35 MW: attrattività del market coupling attraverso esercizio clausole UIOSI



A tal proposito, come già ricordato, il 2010 ha visto il completamento dei processi normativi e tecnici necessari ad avviare il market coupling con la Slovenia, divenuto operativo dal 1 gennaio del 2011. Nei primi cinque mesi di attività, il meccanismo di asta implicita ha dato diversi segnali positivi: anzitutto ha sempre funzionato correttamente, garantendo flussi con l'estero sempre coerenti con il differenziale di prezzo determinatosi alla frontiera, a fronte del 97,5% di efficienza espresso dalle aste esplicite attive sulla frontiera italo-slovena per i prodotti mensili e annuali; in secondo luogo, a dispetto di una capacità riservata al coupling di 30 MW, la capacità allocata tramite market coupling è andata progressivamente crescendo dai 64 MW medi di gennaio ai 183 MW di maggio, per effetto dell'ampio ricorso alle clausole UIOSI da parte degli assegnatari della capacità esplicita: segno questo di un ampio gradimento del nuovo strumento da parte del mercato; infine il differenziale di prezzo tra i due lati della frontiera, pur confermandosi sui 12 €/MWh a causa della ridotta quota di capacità assegnata, ha mostrato una piena convergenza nel 10,2% delle ore, fenomeno praticamente mai verificatosi nel corso del 2010.

Fig 12 Fonti rinnovabili

**Ruolo delle fonti rinnovabili in costante crescita**

- Eolico passato da 3 TWh del 2006 a 8,4 TWh del 2010
- Solare più che raddoppiato negli ultimi due anni
- Su MGP Eolico costituisce circa il 10% delle vendite al Sud e sulle isole

Fonte	2011*		2010		2009	2008	2007	2006
	TWh	Var.% 2011/2010	TWh	Var.% 2010/2009	TWh	TWh	TWh	TWh
Termica	91,4	+2%	218,4	+1%	216,1	250,1	254,0	250,2
Idroelettrica	18,0	-15%	53,2	+1%	52,8	46,7	38,0	42,9
Geotermica	2,2	+5%	5,0	+0%	5,0	5,2	5,2	5,2
Eolica	3,7	+1%	8,4	+29%	6,5	4,9	4,0	3,0
Fotovoltaica	2,0	+284%	1,6	+137%	0,7	0,2	0,0	0,0
<b>Produzione Netta</b>	<b>117,3</b>	<b>+1%</b>	<b>286,5</b>	<b>+2%</b>	<b>281,1</b>	<b>307,1</b>	<b>301,3</b>	<b>301,2</b>

Fonte: Terna

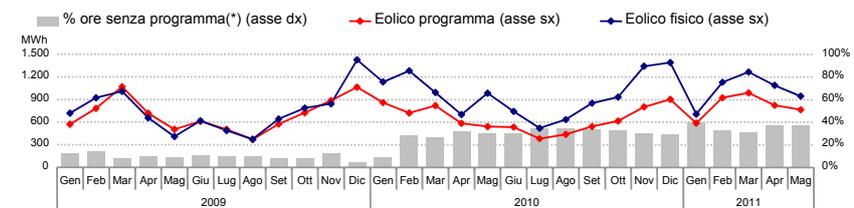
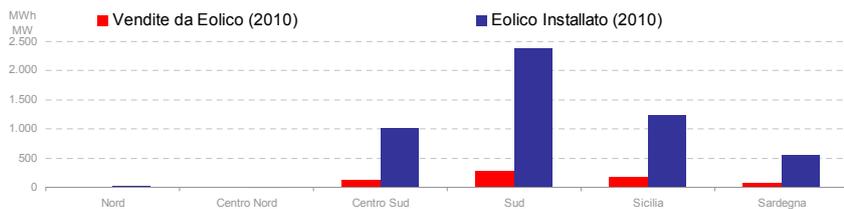
**Crescita della mancata programmazione degli impianti eolici**

- Nel 2010 calo della vendite eoliche su MGP (-7,1%)

- Nel 2010 aumento della produzione eolica registrata in tempo reale (+29,1%)

- Aumento tendenziale della quota di ore in cui gli impianti non inviano programmi al GSE  
2009: 9% 2010: 29% 2011\*: 36%

- Limitato sfruttamento del sistema incentivante attivo dal 2010



(\*) la % di ore senza programma è stata calcolata in riferimento ai soli impianti già in funzione dal 2008

Per chiudere, alcuni dati che possono introdurre il tema della giornata odierna. Nel 2010 le vendite da energia rinnovabili nel Sistema Italia si sono attestate a 58,7 TWh, con una quota sul totale pari al 18,4%. Se la quota dell'eolico su base nazionale è ancora modesta, pari a 5,6 TWh cioè 1,7%, su base locale diventa rilevante, attestandosi al 10% al Sud, all'11% in Sicilia e al 12% in Sardegna. Il volume ed il profilo di offerta di queste fonti può quindi in queste aree spostare gli equilibri sia dei volumi che dei prezzi, con effetti sensibili.

In quest'ottica merita rilevare come il dato registrato aggregato GME e soprattutto la sua variazione sul 2009 pari a -7,1% si discosti sensibilmente dalla produzione eolica certificata da Terna sia in livello (8,4 TWh) sia soprattutto nell'andamento (+29,1%). Una differenza non riconducibile alla fisiologica differenza tra dati a programma e dati in tempo reale, ma più probabilmente ad un cambiamento delle norme sull'offerta in borsa delle rinnovabili non programmabili. A partire dal 2010, infatti, le quantità offerte in borsa dal GSE non sono più definite dal GSE stesso sulla base di proprie stime, bensì sono definite dai titolari stessi degli impianti, che le comunicano al GSE e che ricevono un incentivo finanziario correlato alla qualità dei propri programmi. Ebbene una stima effettuata con riferimento ai soli impianti eolici già operativi nel 2008 (quindi prudenziale) evidenzia come la quota di ore in cui gli impianti che non hanno inviato alcun programma al GSE sia cresciuta dal 9% del 2009 al 29% del 2010 al 36% di questo primo scorcio del 2011. Un dato che sembrerebbe indicare un mancato sfruttamento dell'incentivo suddetto da parte degli operatori e che lasciamo ai nostri interlocutori come spunto di discussione certamente di dettaglio ma a suo modo significativo.





Clara Poletti  
Direttore IEFE,  
Università Bocconi

# L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO

*Spunti di riflessione*

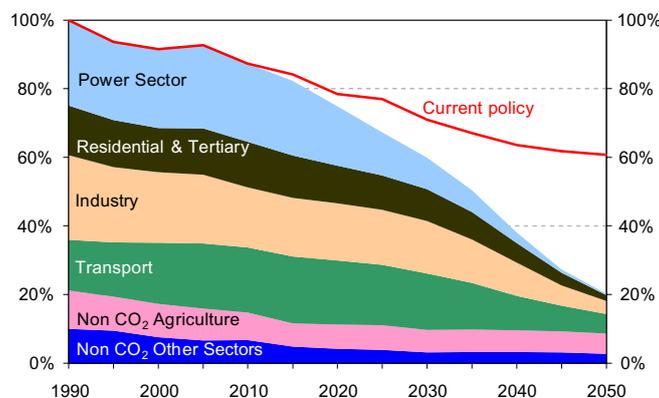




L'argomento che discutiamo oggi è quello dell'impatto delle rinnovabili sul disegno e sul funzionamento del mercato elettrico. Di rinnovabili si parla tanto e da tanto tempo, ma dell'impatto che queste hanno sul funzionamento dei mercati, particolarmente in Italia, si discute poco.

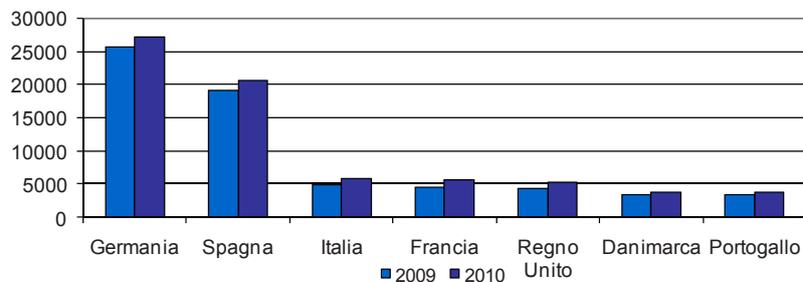
Il parco di generazione di energia elettrica in Europa è in una fase di grande cambiamento strutturale, guidato prevalentemente dallo sviluppo delle fonti rinnovabili e dagli obiettivi di riduzione delle emissioni di GHG nel settore "power". Se guardiamo gli obiettivi della Commissione Europea e gli scenari futuri, come ad esempio la Road map al 2050 recentemente pubblicata dalla Commissione Europea, vediamo che quella che abbiamo di fronte è una vera rivoluzione. In questa rivoluzione un ruolo importante è giocato dal settore di produzione dell'energia elettrica che, secondo la Road map, al 2050 dovrebbe caratterizzarsi come settore "carbon free".

**EC roadmap 2050 (8 marzo 2011) - EU GHG emissions towards an 80% domestic reduction (100%=1990)** Fig 13



Sono sicura che molte persone sedute in questa sala penseranno che lo scenario delineato dalla CE sia un'utopia, con obiettivi irraggiungibili. Io credo che questa sia una lettura sbagliata degli scenari della Commissione Europea perché quella che abbiamo di fronte non è una previsione. Ciò che la CE ci sta dando in questo momento è un'indicazione di policy sulla volontà di "andare in quella direzione". Se poi ci arriveremo o meno dipenderà dalle azioni che attueremo e dalle politiche che saremo in grado di realizzare. Questa è tuttavia la voce che oggi la CE ci porta. La domanda dunque è sulla credibilità di queste indicazioni di policy. Io penso che molti Paesi ci stiamo credendo e lo vediamo nei fatti, nei dati concreti. Stiamo infatti assistendo in alcuni Paesi ad uno sviluppo delle fonti rinnovabili ormai molto importante.

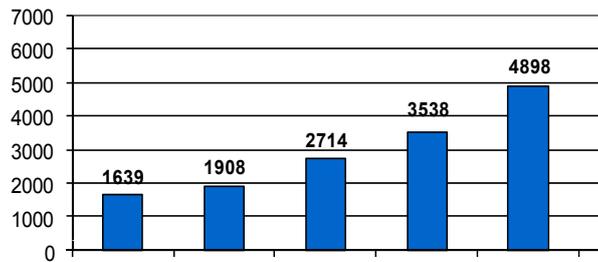
**Capacità di generazione eolica complessivamente installata in Europa (MW)** Fig 14



EU 27: + 9775 MW di capacità installata

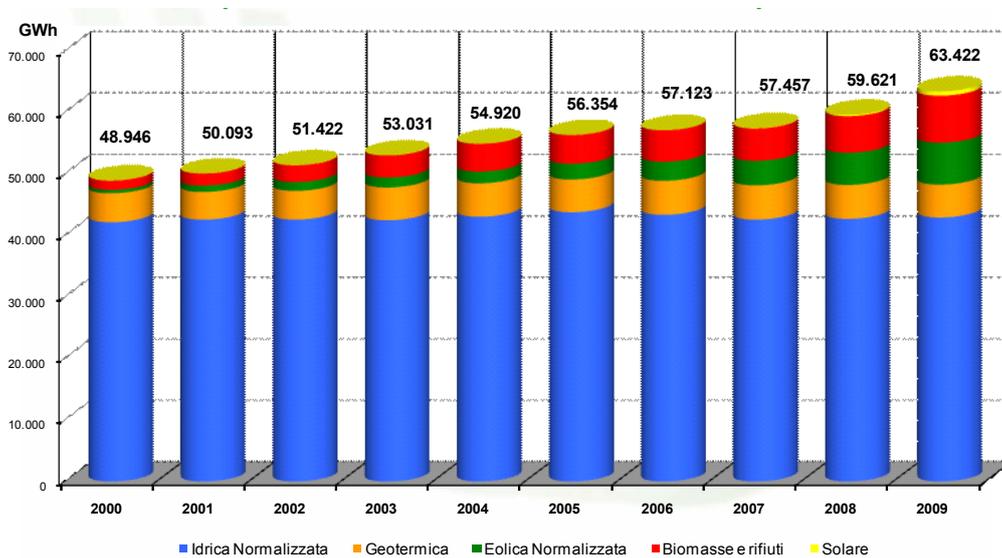
In questo quadro l'Italia non si colloca come fanalino di coda. Le cose si stanno muovendo. In tale contesto discutere del tema di oggi è importante perché la prospettiva che abbiamo davanti ed il percorso di sviluppo dipenderanno anche da questo. Nell'Europa a 27 solo tra il 2009 ed il 2010 sono stati installati quasi 10.000 MW di capacità eolica aggiuntiva. Anche l'Italia si sta muovendo: siamo arrivati nel 2010 ad una capacità di quasi 6000 MW.

Fig 15 **Capacità di generazione eolica complessivamente installata in Italia (MW)**



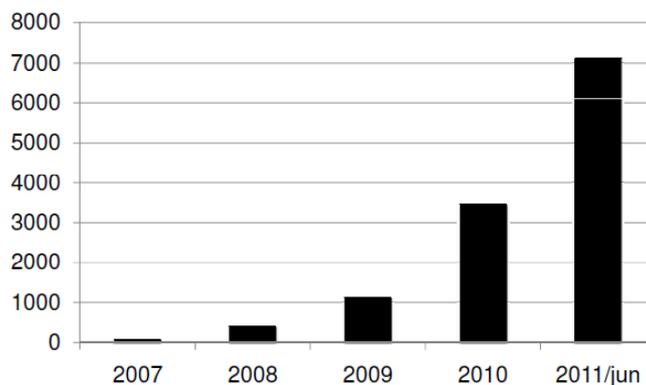
D'altra parte, come ha spiegato prima Cosimo Campidoglio, anche in termini di quota di mercato sui mercati organizzati ormai le fonti rinnovabili stanno raggiungendo quote significative. Complessivamente, se guardiamo l'evoluzione della produzione da fonti rinnovabili in Italia quello che vediamo è un cammino di progressione abbastanza lento che tuttavia ha avuto un'accelerazione negli ultimi anni.

Fig 16 **Produzione lorda da FER in Italia (Idroelettrico ed eolico normalizzati)**



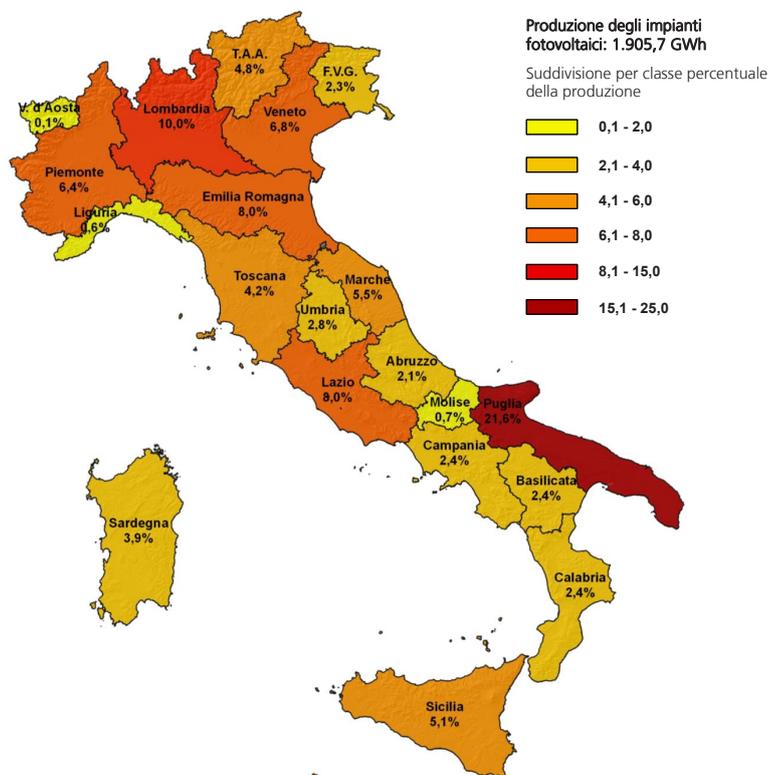
Fonte: GSE

Capacità impianti fotovoltaici in Italia (MW) Fig 17



La novità più recente in questa crescita sembra essere la dinamica degli impianti fotovoltaici. La rapidissima crescita della capacità installata è stata anche al centro del dibattito sul tipo di evoluzione del nostro parco di generazione auspicabile per i prossimi anni, con le luci e le ombre. Al di là dei problemi connessi ai costi per il sostegno di questo sviluppo, resta il dato di fatto quantitativo: il nostro parco di generazione sta cambiando. Se guardiamo i dati aggregati i numeri sono sempre bassi e lasciano spazio a dubbi circa l'impatto che questa nuova capacità produttiva potrà avere sul funzionamento del mercato. In realtà, quando andiamo a guardare i dati nel dettaglio vediamo che la produzione da fonti rinnovabili è concentrata in alcune aree del Paese.

Distribuzione regionale della produzione nel 2010 Fig 18



Fonte: GSE

Nella figura vediamo, ad esempio, la distribuzione della produzione fotovoltaica. Dunque, quando andiamo a vedere le singole zone di mercato rileviamo che in alcune di queste zone, in particolari momenti del giorno, il peso della produzione rinnovabile è in realtà molto rilevante. Di questo bisogna tenere conto quando si valuta il funzionamento del mercato. Quello che voglio dire è che non c'è bisogno di aspettare il 2050 per vedere la rivoluzione: abbiamo già oggi i primi segnali di criticità che non potranno che aumentare nel futuro e che vanno affrontate rapidamente. Le criticità vanno affrontate subito perché si tratta di problemi di coordinamento, di cambiamenti di regole, di realizzazione di investimenti e di sviluppi infrastrutturale che non si realizzano dall'oggi al domani. Il rischio è di trovarsi con uno sviluppo del nostro parco di generazione un po' anarchico e che questo porti ad affrontare le criticità con soluzioni di breve termine che non risolvono strutturalmente il problema. Cosa che io credo sia il peggiore dei mondi possibili.

Quali sono le condizioni perché il cambiamento non avvenga secondo dinamiche anarchiche?

Il dibattito fino ad oggi si è concentrato su un punto: gli incentivi economici. Abbiamo capito che gli incentivi sono importanti, abbiamo discusso se le *feed in tariff* fossero meglio o peggio delle *feed in premium* o dei Certificati Verdi. Un'altra cosa che però abbiamo capito è che gli incentivi sono un elemento importante ma non sono assolutamente l'unico e che da soli non sono in grado di consentire il cambiamento. Un altro elemento rilevante e molto complesso di cui si è discusso negli ultimi anni sono le condizioni di connessione alla rete, la parte autorizzativa, il problema di localizzazione sul territorio. C'è un punto che tuttavia è stato ancora poco discusso, ed è quello di oggi: il disegno di mercato e il dispacciamento. Quindi l'integrazione nel sistema di questa fonti rinnovabili. Io oggi ragionerò un po' su questo tema, mettendone sul tavolo gli elementi principali, pur senza entrare nel dettaglio perché il tempo non lo consente. L'argomento può infatti diventare anche molto tecnico nel momento in cui inizia a coinvolgere anche problemi di dispacciamento. Il mio obiettivo è quindi quello di proporre dei punti di discussione, per futuri sviluppi ed approfondimenti.

Nella mia analisi discuterò in particolare di due elementi: le criticità del disegno di mercato attuale e che cosa si sta facendo in Europa. Infine, alcune riflessioni conclusive.

*Il disegno di mercato di oggi.*

Nel guardare al disegno attuale ci si può chiedere se ci sia bisogno di cambiare radicalmente il disegno dei mercati ed il modo in cui questi sono stati pensati ed organizzati in fase di liberalizzazione, oppure se i principi fondamentali non siano cambiati ciò che va fatto sia piuttosto eliminarne le distorsioni, migliorare il funzionamento e rendere più efficienti i segnali di prezzo che da questi mercati vengono. Se si guarda al dibattito internazionale si rileva una certa enfasi su alcuni elementi di criticità connessi con l'aumento delle fonti rinnovabili. Tra questi: un aumento della volatilità dei prezzi, ed un conseguente maggiore rischio per i generatori non rinnovabili; problemi di adeguatezza della capacità e di sicurezza del sistema; mercati del bilanciamento che potranno entrare in crisi.

Fig 19

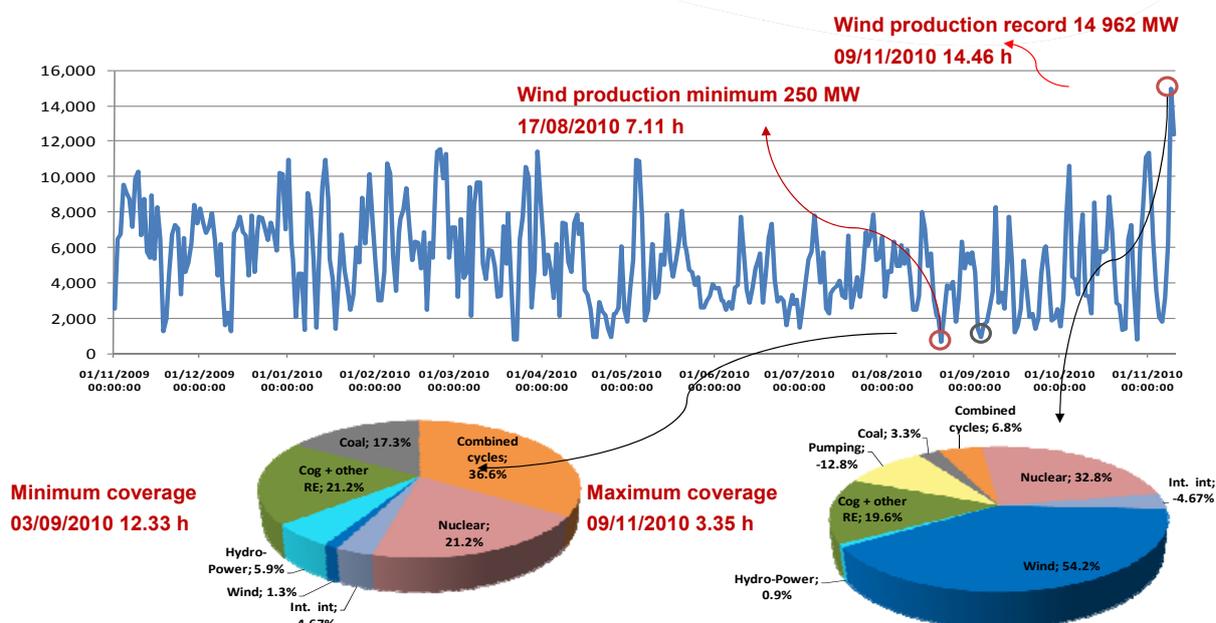
### Criticità attese

- maggiore volatilità dei prezzi
- maggiore rischio per i generatori convenzionali
- maggiori problemi di adeguatezza
- maggiori problemi di sicurezza
- mercati del bilanciamento meno concorrenziali

Questi sono vari elementi che tornano anche nelle discussioni un po' leggere, di tutti i giorni, senza la pretesa dell'approfondimento. Queste discussioni sono oggi vivaci perché alcuni Paesi stanno effettivamente vivendo nelle loro dinamiche di gestione dei mercati delle nuove sfide. Il dibattito è dunque uscito dall'accademia per

entrare negli ambiti operativi, e sta già portando a cambiamenti di regole e di modalità di gestione. A fianco della riflessione sulle dinamiche di lungo termine stiamo dunque assistendo ad un cambiamento quotidiano che deriva dalle esigenze operative dei gestori di rete.

Wind production variability (Power) – Red eléctrica de España Fig. 20



**Manageable generation must compensate the variability to maintain the equilibrium between generation and demand.**

Un caso esemplare è quello della Spagna. Il grafico predisposto dal gestore di rete spagnolo (fig. 20) fa emergere l'impatto sul mercato della produzione eolica. Nelle due torte riportate nella figura viene rappresentata la percentuale di copertura della domanda con fonti diverse, in funzione delle ore e del giorno. Dalla figura possiamo vedere come il vento, il 3 settembre 2010 alle 12:33, coprisse l'1,3% della domanda. Questo livello di copertura passa al 54% alle 3:35 di un altro giorno. I due puntini rossi evidenziati nel grafico della produzione indicano la differenza tra minimo e massimo di produzione; nel punto di minimo abbiamo 250 MW e nel punto di massimo abbiamo quasi 15.000 MW. Questo tipo di dinamica chiaramente tocca pesantemente il sistema e non può essere ignorata.

Torniamo all'elenco delle criticità citate più frequentemente nel dibattito internazionale e domandiamoci quali ne sono le cause sottostanti e cosa ci dobbiamo aspettare dallo sviluppo massiccio delle fonti rinnovabili elettriche. Naturalmente, una prima osservazione è che l'impatto sul sistema delle rinnovabili dipende dal tipo di rinnovabile che viene sviluppata. L'impatto sul funzionamento dei mercati è maggiore per le rinnovabili non programmabili ed intermittenti, quali la fonte eolica. Molto inferiore è invece l'impatto delle biomasse, più vicine alle fonti convenzionali come modalità di funzionamento.

Per comprendere le criticità dobbiamo comprendere le caratteristiche di questa nuova capacità produttiva. La prima caratteristica è che la produzione è variabile nel tempo. Questo non è un problema di prevedibilità: semplicemente la quantità di produzione di quegli impianti si modifica di ora in ora. Una seconda criticità connessa con le fonti rinnovabili è invece legata alla prevedibilità. Parte di questa produzione è difficile da prevedere con adeguato anticipo. Quindi ci si trova a prevedere il contributo al mercato di alcuni impianti solo in prossimità del tempo reale. Un altro elemento caratteristico, è che la localizzazione di questi impianti dipende dalla disponibilità della fonte primaria, ed è quindi potenzialmente lontana dai centri di consumo. Infine, la struttura dei costi. Questo tipo di produzione è caratterizzata da una prevalenza di costi fissi, con costi variabili prossimi a zero. E' chiaro che tutto

questo ragionamento non si applica alle rinnovabili termiche.

Quali sono le conseguenze di queste caratteristiche tecniche?

Innanzitutto, l'aumento della necessità di riserva, connesso con le incertezze circa la quantità di produzione rinnovabile disponibile nei diversi periodi di tempo. Un secondo effetto, legato prevalentemente alla variabilità della produzione nel tempo, è l'aumento della volatilità dei prezzi. Dato che la capacità rinnovabile ha costi di produzione molto bassi, quando è disponibile a produrre sposta la curva di offerta verso destra, riducendo i prezzi. Se ripensiamo all'esempio della Spagna, possiamo comprendere l'importanza di questo effetto. La quota di copertura della domanda da produzione eolica passava infatti dall'1% al 50%. Un terzo effetto è una possibile riduzione del prezzo di borsa nel breve periodo. Su questo punto vale la pena di soffermarsi un attimo. Per comprendere l'effetto delle rinnovabili sui prezzi medi del mercato all'ingrosso è importante distinguere tra breve e lungo termine. Supponiamo di partire da un parco "ottimo", che minimizza i costi totali per coprire una certa domanda. Supponiamo inoltre che il mercato sia concorrenziale e che, quindi, il prezzo consenta la copertura dei costi fissi con un'equa remunerazione del capitale investito. Il sistema è dunque in equilibrio. Ipotizziamo ora che, dati gli obiettivi di sostenibilità ambientale, vi sia un aumento della produzione da fonti rinnovabili spinta da politiche pubbliche. Il parco di generazione si modifica, ma la capacità di generazione termoelettrica resta costante perché gli investimenti erano già stati realizzati ed operativi. Quindi il sistema si sposta verso un eccesso di capacità termoelettrica. Questo porta nel breve termine ad una riduzione del prezzo medio, ma questa non è una situazione stabile di equilibrio. Il sistema si deve infatti aggiustare, riducendo la capacità termoelettrica, che non riesce più a coprire i propri costi fissi. L'aggiustamento richiede probabilmente, non solo una riduzione della capacità termoelettrica, ma anche un cambiamento della composizione del parco. In particolare, il nuovo parco termoelettrico dovrà fronteggiare una domanda più variabile nel tempo. E' dunque probabile che il nuovo parco termoelettrico debba essere più flessibile. Quindi mi devo aspettare un processo di aggiustamento nel lungo termine che porterà ad una riduzione di una capacità disponibile termoelettrica, con un potenziale nuovo aumento dei prezzi marginali per coprire i costi del parco termoelettrica. Non è dunque detto che la riduzione del prezzo medio registrata all'inizio del processo permanga nelle fasi successive.

Chiarita la questione del prezzo, passiamo ad analizzare la questione della difficoltà di previsione del contributo delle rinnovabili nel mercato del giorno prima. Abbiamo sentito, in chiusura del discorso di Cosimo Campidoglio, la questione della differenza tra le quantità presentate a programma dagli impianti eolici nel mercato del giorno prima e la quantità in realtà prodotta dagli stessi. Nel nostro sistema questa differenza dipende anche dal fatto che non c'è incentivo a programmare in maniera corretta o, perlomeno, non c'è un incentivo sufficiente. Tuttavia, in generale c'è un problema a programmare gli eolici nel mercato del giorno prima poiché, quando si chiude, il mercato si è ancora troppo lontano dal momento effettivo di produzione. Infine, un impatto importante delle rinnovabili è quello che riguarda lo sviluppo e la gestione delle reti di trasmissione. Nel momento in cui aumenta la quantità di produzione rinnovabile bisogna per forza ripensare complessivamente le modalità di sviluppo della rete di trasmissione. Questo è un punto che credo sia stato a lungo dibattuto anche recentemente.

Passiamo ora al punto sul disegno del mercato elettrico.

Fig 21

### Il disegno di mercato attuale

1. Modello europeo: "Segregazione mercati dell'energia elettrica e dispacciamento"
2. Modello americano: "Integrazione mercato del giorno prima e dispacciamento"

Posti i problemi sopra delineati, che tipo di modello di mercato dobbiamo auspicare? Nella mia presentazione, con una grande semplificazione, ho raggruppato i modelli di mercato in due grandi tipologie, che ho chiamato rispettivamente "modello europeo" e "modello americano". Nel modello europeo abbiamo una sostanziale segregazione tra i mercati dell'energia e il dispacciamento. Nel modello europeo dei mercati di aggiustamento avvicinano al tempo reale i

mercati dell'energia. Nel modello americano abbiamo invece una sostanziale integrazione tra il mercato prima ed il mercato del dispacciamento. Si noti che l'integrazione non riguarda tutti i mercati dell'energia, ma solo quello del giorno prima. Nel modello europeo, che poi è una grande famiglia con tantissime soluzioni diverse, abbiamo sostanzialmente prodotti negoziati molto standardizzati, che non pretendono di essere vicini alla realtà fisica del sistema. Il mercato del giorno prima (Day ahead) e i mercati intraday non tengono conto della realtà fisica del sistema, tra cui ad esempio, i costi di start up o delle capacità di rampa. In questo modello gli operatori devono decidere in che mercato offrire le proprie risorse, perché si ha una separazione tra dispacciamento e mercati dell'energia. In questo senso i generatori devono assumersi dei rischi. Questo è un modello che si è sviluppato in coerenza con le vecchie condizioni strutturali, in un sistema in cui domanda ed offerta erano relativamente prevedibili e quindi la fase di bilanciamento era utilizzata dal TSO per risolvere sostanzialmente piccole cose - fuori servizio degli impianti e piccole variazioni della domanda. Per tutto ciò che abbiamo visto fin qui, questo tipo di organizzazione sta entrando in crisi.

#### *Cosa si sta facendo in Europa*

Per affrontare le nuove condizioni di contesto L'Europa sta ragionando su un nuovo *target model*. Questo target model non porta tuttavia a cambiare sostanzialmente modello di riferimento, spostandosi verso il quello che abbiamo chiamato "americano". Piuttosto la Commissione Europea sta cercando di migliorare nell'ambito del modello esistente, mantenendo la segregazione tra dispacciamento ed energia. Questo viene fatto, ad esempio, aggiungendo mercati di aggiustamento intraday. A tale proposito è importante sottolineare che l'ampliamento delle possibilità di aggiustamento in prossimità del tempo reale creata dai nuovi mercati intraday se da un lato avvantaggia i produttori, dall'altro non è detto che porti benefici equivalenti per gli operatori di sistema. Una seconda area d'intervento è quella della dimensione geografica: l'integrazione geografica naturalmente aiuta da molti punti di vista la gestione in sicurezza dei mercati. Un punto che nell'analisi del target model vale la pena di sottolineare è che le riforme previste per ora non toccano i mercati di bilanciamento. In prospettiva tuttavia sarà necessario affrontare anche il problema del coordinamento tra i gestori di rete (TSO) dei diversi Paesi. Forse, in prospettiva, bisognerà spostarsi verso un TSO unico europeo. Un'altra questione lasciata aperta dal target model è quella della remunerazione della capacità produttiva. E' chiaro che nel momento in cui il parco termoelettrico lavorerà un numero di ore basso per soddisfare una domanda incerta si porrà un problema di maggiore rischiosità del sistema e, di conseguenza, di adeguatezza della capacità. A livello europeo per ora non sembra esserci accordo sulla strategia da seguire per affrontare questo problema.

Nel futuro sarà comunque necessario responsabilizzare sempre di più i produttori, anche da fonti rinnovabili. Questo va fatto naturalmente evitando l'imposizione di rischi inutili, perché questi generano costi che poi si trasferiscono sui consumatori. Infine, forse l'inserimento di alcuni elementi del modello americano in quello europeo potrebbe andare nella giusta direzione.

#### *Riflessioni conclusive*

La risposta alla domanda appena sollevata, sulla necessità di cambiare i mercati o di migliorare quelli attuali, la risposta che l'Europa sta dando sembra essere dunque quella del miglioramento. Miglioramento dei segnali di prezzo, anche locazioni, e superamento di tutte quelle distorsioni fino ad oggi accettate e sopportabili perché le condizioni di contesto lo consentivano. Io, tuttavia, ritengo che nel lungo periodo la sfida sarà più impegnativa e consisterà nella capacità di far funzionare un mercato caratterizzato sostanzialmente da costi fissi e che compete in capacità: nell'investimento e non più nel dispacciamento e nel coordinamento di breve periodo. A quel punto ci sposteremo forse verso modelli di concorrenza per il mercato nella realizzazione degli investimenti, ma questa è la seconda parte della discussione.



# TAVOLA ROTONDA

<b>Guido Cervigni</b> , IEFE, Università Bocconi .....	p.	40
<b>Guido Bortoni</b> , Presidente, Autorità per l'energia elettrica e il gas .....	p.	42
<b>Nils Henrik von der Fehr</b> , Università di Oslo .....	p.	44
<b>Derek Bunn</b> , London Business School .....	p.	48
<b>Peter Pearson</b> , Cardiff University .....	p.	50
<b>Rodney Boyd</b> , Climate Policy Initiative .....	p.	52
<b>Pippo Ranci</b> , Università Cattolica di Milano .....	p.	54



## Guido Cervigni

IEFE, Università Bocconi

Vorrei aprire la tavola rotonda ringraziando prima di tutto il GME per questo evento che, come al solito, è un'occasione di arricchimento per tutti. Poi vorrei ringraziare il nostro fantastico panel di esperti che è di livello altissimo e da cui sicuramente impareremo molto. Vorrei passare i prossimi cinque minuti a presentarvi brevemente il panel e poi gli altri cinque minuti a cercare di introdurre l'argomento della discussione.

Cominciamo dai volti che sono più conosciuti a tutti: Pippo Ranci e Guido Bortoni. Due generazioni di Presidenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas che hanno in comune una virtù che invidio molto: la capacità di tenere i piedi per terra e immersi nelle vicende quotidiane del settore, insieme alla capacità di mantenere la testa tra le nuvole e guardare un po' lontano in una prospettiva di respiro molto più ampio. Di loro non devo dire niente di più perché li conosciamo bene. Poi c'è il professor von der Fehr, che ha dato grandiosi contributi all'analisi economica del comportamento degli operatori. In particolare nel settore della generazione elettrica, ha sviluppato modelli d'asta che ci hanno insegnato molte cose di come si disegnano i mercati e molte cose di come s'interpretano i comportamenti degli operatori sul mercato. Quello che vorrei sottolineare e che del lavoro del professor von der Fehr sono state fatte delle applicazioni estremamente concrete; non si tratta quindi di contributi esclusivamente accademici di grande valore, ma di contributi che ci sono serviti nel disegnare sia il mercato elettrico italiano, sia i mercati elettrici europei.

Passerei adesso Derek Bunn, professore di scienza delle decisioni alla London Business School. Bunn ha dato importantissimi contributi in materia di formazione dei prezzi e di previsione degli esiti dei mercati su diversi orizzonti temporali; in mercati con disegni anche molto diversi dal nostro.

Infine il professor Peter Pearson dell'Università di Cardiff e direttore del Low Carbon Research Institute di Wales ed il dottor Rodney Boyd che è ricercatore al Climate Policy Initiative. Entrambi stanno conducendo ricerche sui temi di cui discutiamo oggi e quindi ci porteranno più vicini alla frontiera scientifica sugli argomenti che stiamo trattando.

Vorrei ringraziarli tutti.

Detto questo, nella mia esperienza il ruolo del chairman è tanto più inutile quanto più interessante è il tema del convegno; il tema che il GME ha scelto quest'anno è senz'altro di grande attualità e interessantissimo quindi come chairman non avrò tanto da lavorare. Volevo solo rivendicare il mio diritto ai cinque minuti di discorso per non sentirmi completamente inutile e nel fare questo vorrei richiamare con parole mie gli ultimi due concetti che Clara Poletti ha evocato e che io leggerei, in un modo estremamente pratico, in questi termini: probabilmente un mercato elettrico con il 20-30% di capacità di generazione rinnovabile poco o per nulla programmabile, poco o per nulla prevedibile e con costi variabili uguali a zero può funzionare con un disegno del mercato che non è lontanissimo da quello che conosciamo adesso dopo che siano state eliminate tutte le più piccole smagliature. In sostanza possiamo pensare a un disegno del mercato adeguato per un 20-30% di generazione rinnovabile in cui si prendono gli istituti attuali, si aggiustano i piccoli problemi che ci sono, si aggiungono i mercati intra-day, si migliora il coordinamento *cross border* e può essere, se siamo fortunati, che si vada bene. E questo è il primo segnale che io prendo dalla presentazione di Clara Poletti.

Poi c'è il secondo segnale, che in qualche modo è un po' più spaventoso ma anche più interessante per il futuro è: ma quando il mercato arriva con il 60-70-80% di generazione che ha quelle caratteristiche, costo variabile quasi nullo, prevedibilità modesta, controllabilità quasi niente, allora forse il disegno del mercato potrebbe richiedere un ripensamento un po' più radicale. Questo non significa che gli istituti del mercato che conosciamo adesso, quelli che garantiscono che nel breve periodo usiamo bene quello che abbiamo, non siano più attuali. Quelli servono lo stesso. Le domande che uno si pone però è: i meccanismi che presiedono all'investimento, allo sviluppo della capacità, vanno bene quelli che conosciamo adesso, cioè la gente prende i rischi e poi recupera sul *day ahead*, oppure copre i costi con contratti massimo di un anno, ovvero questi istituti devono essere rinnovati in modo radicale?

Questo apre secondo me lo spazio per congetture e discussioni molto interessanti circa lo sviluppo di lungo periodo; congetture rispetto alle quali sarò contentissimo di sentire quello che pensano gli speaker.

Detto questo, io sarei pronto a dare la parola ai veri protagonisti della tavola rotonda.

Propongo di iniziare con il Presidente Bortoni, successivamente il professor von der Fehr, professor Bunn, professor Pearson, professor Boyd e infine il professor Pippo Ranci a cui lascio la parte più difficile perché l'ultimo trova gli argomenti già consumati dagli altri, però siccome so che Pippo è bravissimo gli faccio fare questo sacrificio. Senza nessuna ulteriore attesa, cedo la parola a Guido Bortoni.

## Guido Bortoni

Presidente, Autorità per l'energia elettrica e il gas

Il nostro chairman ha alzato una "palla" che posso "schiacciare" agevolmente con il mio discorso e con gli spunti che mi sono preparato. Il tema del convegno mi sembra assolutamente centrato: le criticità connesse allo sviluppo delle rinnovabili e le esigenze di modificare o meno l'assetto di mercato per star dietro alla mutazione – diciamo – di paradigma introdotta dalle rinnovabili. L'analisi di questo tema ci permette, infatti, di uscire un attimo dal dibattito attualmente "di moda" a livello nazionale, quasi esclusivamente incentrato sul tipo di incentivi alle rinnovabili, sulle necessità economiche, sulle discriminazioni o sui favoritismi a una fonte, piuttosto che a un'altra. Questo ha distolto l'attenzione da altri temi centrali, quali quello del disegno di mercato dell'energia elettrica e della sicurezza, emersi in relazione all'ospite nuovo che questo mercato deve accogliere e che è lo sviluppo prepotente e tumultuoso delle fonti rinnovabili. Clara Poletti ha ben identificato nelle sue slides le sfide o comunque le peculiarità delle rinnovabili alla base di queste criticità, cioè la bassa programmabilità e l'elevata intermittenza.

Nei dieci minuti che ho mi concentrerò sulle esigenze di completamento dell'architettura di mercati dell'energia elettrica; interventi che possono consentire di ospitare agevolmente i nuovi arrivati – questi tanti megawatt di fonti rinnovabili – senza pregiudicare o comunque salvaguardando da eccessivi rischi l'altra parte del mercato, che è quella che abbiamo visto finora, dei produttori con impianti convenzionali. Nelle mie valutazioni seminerò anche qualche germe di soluzione.

Allora, entriamo subito in medias res: rilevano qui la volatilità e l'imprevedibilità del valore dell'energia elettrica non solo in termini temporali, quindi da un'ora all'altra, da un giorno all'altro, ma anche in termini zonal. Sappiamo infatti che nel mercato italiano il valore dell'energia elettrica è differenziato in diverse zone. Questa imprevedibilità e volatilità spazio-temporale certamente impongono dei rischi sui produttori da fonti convenzionali. Sto dicendo un luogo comune, ma vedo qui tanti produttori che hanno impianti di questo tipo e certamente potrebbero testimoniare concretamente questi rischi, queste incertezze difficilmente gestibili. Allora questa criticità – già lo diceva il nostro chairman, ma anche le slides di Clara lo indicavano – consentono di identificare una prima esigenza nel completamento di questi segmenti di mercato, di questa architettura. Cioè l'esigenza di allungare l'orizzonte temporale che questi segmenti, queste sessioni, queste piattaforme di mercato abbracciano. Si sente l'esigenza di abbandonare, o meglio di correggere, questa ottica di breve termine dei mercati, per corredarli con meccanismi di mercato che consentano di allungare l'orizzonte, di allungare la focale.

È chiaro che sto parlando, dell'opportunità di affiancare agli attuali mercati dell'energia, siano essi quelli del giorno prima o quelli cosiddetti a termine, altri mercati che si occupino della remunerazione della capacità produttiva. Quindi di mercati che non siano energy-only e che consentano di assicurare l'adeguatezza della capacità produttiva. Ciò significa banalmente che in ogni momento del futuro deve essere possibile – diciamo, a livello potenziale – che la domanda sia coperta da un ragionevole livello di offerta, comprese anche tutte le riserve, e che questi mercati possano rimanere adeguati per un congruo periodo di tempo. Perché si sente l'esigenza di completare con i segmenti della capacità i mercati "energy-only" di prima generazione, quelli che abbiamo di fronte, che abbiamo sviluppato e a cui teniamo così tanto?

Questo perché dobbiamo affrontare tre problemi.

Primo. Esistono degli evidenti difetti informativi. Ciò non è tanto dovuto al mercato, ma alla pluralizzazione conseguente alle liberalizzazioni, cioè all'entrata di diversi soggetti, ciascuno dei quali attivo in diverse attività lungo la filiera elettrica. Questa pluralità di soggetti comporta inevitabilmente che il sistema di informazioni rilevanti per effettuare degli investimenti venga necessariamente frammentato, diviso, e anche il grado di affidabilità che queste informazioni hanno sia certamente inferiore rispetto alle informazioni che si avevano nel sistema precedente, cioè nel sistema verticalmente integrato. Non sono un nostalgico di quel sistema, lo chiarisco subito; dico però che occorre guardare con franchezza e con onestà alle cose che vanno ripristinate di quel sistema, certamente inserendole in un'ottica odierna di mercato liberalizzato. Resta dunque il dato oggettivo che le informazioni hanno

perso di unitarietà e di affidabilità generale, essendo disperse in una pluralità di soggetti e questo rappresenta un elemento molto importante.

Il secondo punto è quello che affligge da sempre i nostri mercati: la rigidità della domanda elettrica. Questa è un'afflizione del nostro sistema difficilmente rimovibile. Quindi occorre farvi fronte con dei meccanismi ad hoc, per evitare che le criticità diventino troppo pesanti. L'impossibilità di stoccare efficientemente, se non per quantità limitate, l'energia elettrica e i lunghi tempi per adeguare l'offerta alle esigenze della domanda, sono tutte criticità ben note, che consigliano l'adozione di ulteriori mercati elettrici - per esempio quella della remunerazione della capacità produttiva - per farvi fronte.

Veniamo all'ultimo punto che è particolarmente rilevante, che viene dall'osservazione di questi 10 anni di mercato. Si tratta dell'avversione al rischio degli operatori, siano essi produttori che consumatori. Difficilmente si riesce ad avere aziende anche importanti, con importanti consumi energetici, che stipulino contratti di lungo termine superiore ai due/tre anni. Legittimamente non se la sentono di assumere rischi in termini di quantità, ma soprattutto di prezzi, per orizzonti che vanno ben oltre la possibilità di prevedere l'andamento del loro mercato manifatturiero o del loro prodotto in generale, così come gli andamenti dei mercati energetici. Ma vi è anche un'avversione al rischio degli operatori dell'offerta, dei produttori quindi. Questa è - come dire - un connotato innegabile che inevitabilmente conduce a rafforzare la necessità di dotarsi di mercati della capacità.

Forse solo la presenza, anche se in diminuzione, di un incumbent anche nel nostro mercato elettrico, narcotizza - scusate questo termine - leggermente l'esigenza che ho appena illustrata. In questi 10 anni abbiamo infatti assistito ad un'entrata poderosa di produttori terzi e l'incumbent tutto sommato non ha dismesso capacità produttiva in quote significative. Quindi un over-capacity è - come dire - nelle cose. Però quanto durerà anche nel nostro mercato questa situazione di eccesso di capacità produttiva? In conclusione occorre da subito - e vado a chiudere perché forse sono già oltre i miei dieci minuti - occorre da subito dotarsi di un meccanismo di remunerazione della capacità produttiva che consenta di mettere a fattor comune tutte le informazioni rilevanti, come ho detto prima, frammentate, ai fine della scelta di dove e quanta capacità produttiva realizzare e mantenere in efficienza.

Non è - lo voglio sottolineare tutte le volte - un "regalo" in termini economici che si fa ai produttori esistenti che hanno fatto i loro investimenti in un'ottica di mercato, né si tratta di una discriminazione a favore dei produttori che verranno rispetto alla capacità produttiva esistente. Si tratta proprio di introdurre un meccanismo - come dire - non discriminatorio tra esistenti e futuri, che consenta di guidare, di dare delle linee direttrici di medio termine al mercato che diversamente sarebbe un po' miope, con una visuale abbastanza contenuta.

Che cosa abbiamo proposto? E chiudo veramente. Come Autorità abbiamo fatto ben quattro consultazioni, tutte concluse con molte osservazioni. Siamo partiti da meccanismi, come sapete, ben più "pesanti" di quello finale. Nelle proposte iniziali si preconizzavano alcuni meccanismi di capacity payment che arrivavano anche a guidare il mix tecnologico delle fonti di produzione di energia elettrica; oggi non è più così. Optiamo per un sistema compatibile con il mercato, quindi un sistema di contratti differenziali "ad una via" della famiglia delle reliability options. In questo sistema si prevedono delle aste per l'aggiudicazione di opzioni che vengono assegnate dietro la corresponsione di un premio. Non ho il tempo di illustrare tutte le varianti che peraltro credo siano benissimo conosciute da questo consesso, da tutti voi. Riteniamo sia un meccanismo leggero. Un meccanismo compatibile con il mercato. Un meccanismo che aumenta la contendibilità del mercato per i produttori piuttosto che restringerla. Un meccanismo che garantisce ovviamente, questa è la prima finalità, l'adeguatezza nel medio termine della capacità produttiva. Un meccanismo che assicura i consumatori in parte, rispetto ai picchi di prezzo che si generano nel mercato del giorno prima. Un meccanismo che consente comunque la valorizzazione, qualunque essa sia, dell'energia, del chilowattora nel mercato del giorno prima. Quindi credo che, dopo quattro documenti di consultazione, questa volta ce l'abbiamo veramente fatta e siamo arrivati anche noi ad avere un meccanismo, che tra l'altro è già implementato negli Stati Uniti, un meccanismo che consenta al nostro sistema di completarsi in termini di architettura di mercato e soprattutto di essere adeguato per far fronte e per evitare tutti i cicli di sotto e sovra investimento della capacità produttiva che purtroppo sono l'afflizione dei mercati energy-only.

## Nils-Henrik von der Fehr

Università di Oslo

Desidero cominciare il mio intervento con una nota positiva. Penso infatti che non sia veramente necessario cambiare radicalmente il disegno di mercato, anche in presenza di una maggiore quantità di fonti rinnovabili. Ritengo che le caratteristiche fondamentali di un buon disegno di mercato non dipendano dalla quantità di produzione da rinnovabili. Per accomodare una quota ampia di generazione intermittente potrebbe tuttavia essere necessario uno sviluppo del mercato stesso in specifiche direzioni.

Argomenterò questa affermazione in due modi. Innanzitutto dirò qualche cosa circa l'esperienza dei mercati nordici, che penso sia in qualche misura rilevante per il problema che stiamo analizzando. In secondo luogo discuterò della direzione in cui io penso il disegno di mercato dovrebbe andare.

Ci sono molte altre questioni di cui sarebbe interessante discutere. Per esempio: ci sono altre cose che ci attendiamo nel futuro e che in qualche misura mitigheranno o ridurranno il problema? Credo tuttavia che gli altri relatori copriranno alcuni di questi punti.

Fig 22 The Nordic Region

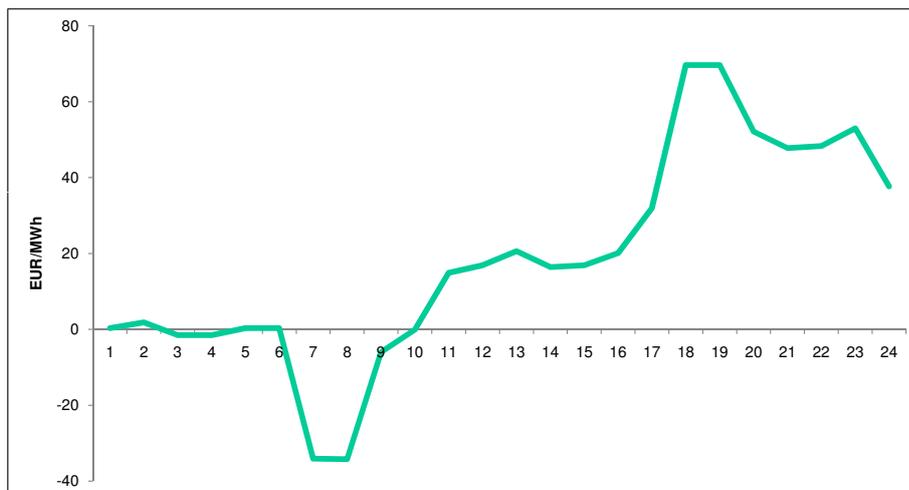
### Key figures for 2008

		Nordel
Population	mill.	25.2
Total consumption	TWh	412.7
Maximum load <sup>1</sup>	GW	61.0
Electricity generation	TWh	414,0
<b>Breakdown of electricity generation:</b>		
Hydropower	%	58
Nuclear power	%	20
Other thermal power	%	19
Wind power	%	3
Geothermal power	%	-



Ciò che vedete nella figura 22 è la Nordic Region: la Danimarca a Sud, la Norvegia a Ovest, la Svezia nel mezzo e la Finlandia ad Est. Ci sono tre cose che vorrei che voi notaste. Innanzitutto, nel sistema c'è una considerevole quantità di energia rinnovabile. Molta di questa è, in effetti, produzione da fonte idroelettrica a bacino ma c'è anche molto idroelettrico fluente e dell'energia eolica. In effetti c'è oggi più eolico di quanto i dati del grafico non mostrino, data la rapida progressione nella costruzione di parchi eolici. In secondo luogo, le differenti tecnologie non sono distribuite in maniera uniforme nella Regione. Quasi tutto l'eolico è in Danimarca, mentre l'idroelettrico è prevalentemente in Norvegia. C'è un po' di idro anche in Svezia e Finlandia. La terza cosa che voglio sottolineare sono le distanze. La distanza tra Copenhagen nel Sud ed il Nord della Norvegia o della Svezia - dove è localizzato quasi tutto l'idroelettrico - è equivalente o forse più lunga della distanza di Copenhagen da Roma. Quindi, ci sono differenti tipi di fonti energetiche in parti differenti del Paese, da trasportare su distanze molto lunghe.

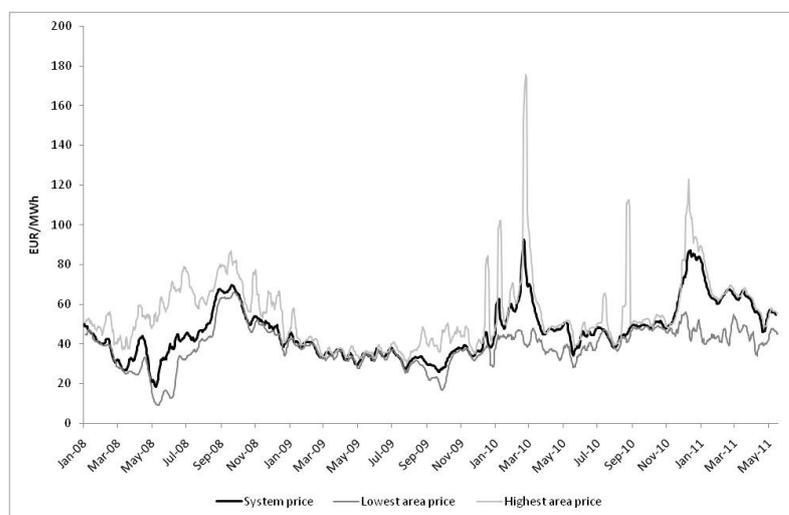
Price Variation in the Short Term Fig 23



Daily prices, 7-day moving average. Source: Nord Pool Spot.

La figura 23 mostra la variazioni di prezzo in zone differenti nel primo di Gennaio del 2011. Da noi è in vigore il "market splitting", quindi molto spesso i prezzi sono differenti in zone diverse della Regione a causa dell'insufficiente capacità di trasporto. Vedete che i prezzi sono inizialmente attorno a zero, durante la notte, e poi scendono a - 40 €/MWh. Quindi gli operatori hanno dovuto pagare per poter produrre. Successivamente, nella serata, il prezzo è tornato a salire a 70 €/MWh. A questo punto è caduto nuovamente. Bisogna riconoscere che questa non è una dinamica di prezzo frequente, ma a volte capita ed un sistema di mercato ben disegnato è in grado di accomodare questa variabilità dei prezzi. E' interessante notare che la dinamica che vi ho mostrato non dipende dalle rinnovabili. Il periodo analizzato è una giornata di gennaio molto fredda. Gli impianti a carbone della Danimarca, invece di ridurre la propria produzione, hanno preferito perdere redditività in alcune ore per poter essere pronti a servire la domanda nelle ore successive. In questo modo hanno, infatti, potuto avvantaggiarsi dei maggiori volumi e dei prezzi elevati delle altre ore della giornata.

Price Variation in the Long Term Fig 24



Hourly prices, Western Denmark, January 1, 2011. Source: Nord Pool Spot.

La figura 24 mostra la dinamica dei prezzi negli ultimi anni. In particolare, la linea nera indica il prezzo spot del mercato nordico. Come potete vedere questo prezzo ha una grossa variabilità. Scende sotto 20 €/MWh per un certo periodo per poi aumentare a circa 80 €/MWh. È importante notare che i prezzi rappresentati sono medie settimanali, quindi non mediane le variazioni orarie che, ovviamente, sono molto maggiori. Anche prendendo medie settimanali si rileva una volatilità abbastanza accentuata. La linea grigia in alto mostra il prezzo massimo in ciascuna regione e potete vedere che questo può essere molto più alto del prezzo medio. Le linee grigie in basso mostrano il prezzo minimo in ogni regione e questo può essere abbastanza basso anche quando i prezzi in altre aree sono molto alti.

Quello che vi ho mostrato sono variazioni di prezzo di un certo rilievo, che si potrebbe ritenere possano creare difficoltà ai generatori nel mercato. In realtà i produttori non amano la volatilità del prezzo ma sanno come conviverci. In parte perché utilizzano contratti finanziari per coprire il rischio prezzo ed in parte perché le variazioni di prezzo si compensano su periodi temporali più lunghi. Pertanto, malgrado la volatilità, gli operatori continuano ad investire nel settore.

Ci sono tre elementi che ritengo importanti per sviluppare un buon disegno di mercato. Il primo è l'integrazione dei mercati. C'è una lunga tradizione di integrazione dei mercati nei Paesi nordici e la ragione è esattamente quella a cui ho già accennato della distribuzione disomogenea delle fonti energetiche tra aree geografiche diverse. Il vantaggio dell'integrazione viene in parte dalla legge dei grandi numeri: ogni shock ha un impatto minore in un mercato grande rispetto ad un mercato piccolo. In parte l'integrazione è vantaggiosa perché gli eventi sono correlati tra aree geografiche. Per esempio, il vento non soffia con la stessa intensità contemporaneamente in tutta Europa. Un mercato più grande consente inoltre l'accesso a una quantità maggiore di risorse flessibili. Per esempio, la Germania beneficerà dall'utilizzo delle risorse idroelettriche della Norvegia per bilanciare la propria produzione o i propri consumi. Loro ne beneficeranno in termini di prezzi più stabili e noi ne beneficeremo in termini di profitto. Per una maggiore integrazione dei mercati sono necessari investimenti aggiuntivi in capacità di trasmissione. Inoltre è necessario intervenire sulle barriere alla compravendita, in qualunque forma queste si manifestino.

Il secondo elemento è un meccanismo di determinazione dei prezzi efficiente.

Se vogliamo raggiungere l'efficienza è molto importante che gli operatori ed i consumatori fronteggino prezzi che diano loro informazioni sui costi ed i benefici connessi con la produzione e con il consumo di energia elettrica. Ciò, in parte, riduce l'impatto degli shock di offerta perché lo shock è trasmesso agli operatori attraverso i prezzi. In secondo luogo, se si hanno dei mercati ben sviluppati, la gente è in grado di alleggerire il proprio rischio (prezzo o quantità) attraverso la compravendita di coperture. L'efficienza dei meccanismi di prezzo migliora inoltre la performance del mercato perché consente di dare il giusto valore agli investimenti in tecnologie flessibili che possono consentire di far fronte almeno in parte all'incertezza introdotta dallo sviluppo di impianti rinnovabili, quali gli impianti eolici e quelli fotovoltaici.

Lo sviluppo di un sistema di prezzi efficiente richiede che si sviluppino contratti di vario tipo: breve termine, lungo termine e così via. Richiede inoltre che i mercati siano caratterizzati da una buona liquidità. Da questo punto di vista può essere interessante notare che il Nordic market non è stato costituito per legge, ma è nato per iniziativa privata di alcuni operatori. Questo ad indicare che c'è un incentivo per il mercato a rendere operativi nuovi mercati quando necessari.

Infine, per avere prezzi efficienti è importante che tutte le tecnologie, anche quelle rinnovabili, siano trattate allo stesso modo, altrimenti si introducono inefficienze.

Infine, l'ultimo punto: quello della gestione del sistema dal punto di vista operativo. È chiaro che il sistema sarà posto sotto stress all'aumentare delle rinnovabili e della produzione intermittente. Le attività di dispacciamento sono importanti non solo perché consentono di mantenere una certa qualità del servizio, ma anche perché consentono di utilizzare al meglio la rete di trasmissione e permettono agli utenti di non dover assumere azioni anche molto costose. Questo essenzialmente richiede che i gestori del sistema abbiano i poteri e le risorse economiche necessarie

per svolgere la propria attività. Tale attività può naturalmente essere in larga misura basata su meccanismi di mercato, ma gli operatori di sistema devono avere anche il potere di intervenire direttamente se necessario per la sicurezza.

Riassumendo. Nei paesi nordici abbiamo sperimentato per molto tempo shock di offerta: alcuni di breve, altri di lungo periodo. Tuttavia è stato possibile, anche in presenza di incertezza, creare un ambiente in cui gli operatori hanno interesse a commerciare energia elettrica e ad investire. Io credo che l'integrazione dei mercati, segnali di prezzo corretti e una buona gestione operativa del sistema - integrata tra Paesi - sono alcune delle ragioni per cui il mercato ha funzionato bene. Ci tengo a sottolineare che questo è stato il risultato anche di un sistema regolatori "leggero", rispetto ad altri mercati. Ci sono incentivi per le rinnovabili - certificati verdi e così via - ma non ci sono specifici meccanismi per la remunerazione della capacità. Malgrado ciò gli operatori sono interzati ad investire, e non solo in rinnovabili.

## Derek Bunn

London Business School

E' un piacere parlare in questa occasione. E' anche un piacere parlare successivamente a Nils-Henrik perché una delle questioni che lui ha sollevato è un punto da cui vorrei partire, enfatizzandolo. Il mercato Nordico è emerso sulla spinta dei bisogni delle imprese. Non è stato creato istituzionalmente, sulla base di valutazioni governative rispetto a ciò di cui ci sarebbe stato bisogno. La stessa cosa è successa nel Regno Unito, dove i *Power Exchanges* sono nati sulla base di richieste del mercato per la gestione dei rischi da parte degli operatori, nonché delle esigenze di trade. Il bilanciamento giornaliero è stato diretto dalle istituzioni, ma la compravendita su orizzonti temporali più lontani dal tempo reale si è sviluppata sulla base delle esigenze degli operatori. Ritengo che questa sia un'importante distinzione da tenere in mente quando si ragiona sulla riforma dei mercati.

Questo è particolarmente importante quando si valutano modifiche del disegno di mercato. Quanto del disegno di mercato è funzionale all'agevolazione degli scambi commerciali, alla realizzazione di un dispacciamento efficiente, alla realizzazione di un sistema che consenta alle imprese di gestire i loro rischi? E quanto delle funzionalità del mercato, invece, sono finalizzate ad offrire ai proprietari di impianti la possibilità di remunerare i propri investimenti e a decidere in maniera razionale dei propri disinvestimenti. Io penso che questo secondo obiettivo non sia necessariamente attinente all'ambito del market design, ma rientra sicuramente nell'ambito della politica e della regolazione. Io ritengo infatti che molti degli errori che sono stati commessi in giro per il mondo negli ultimi venti anni siano connessi con interventi nel mercato spot realizzati nella speranza di assicurare una remunerazione adeguata ai nuovi investimenti.

In questo contesto, vorrei concentrarmi sulla distinzione tra gestione tecnica del mercato e bisogni economici degli operatori. Si è già parlato di questo problema in alcuni interventi e vi si fa spesso riferimento con l'espressione "missing money problem". Se voi partecipate a conferenze in giro per il mondo ed ascoltate le preoccupazioni delle persone sui segnali economici dei mercati all'ingrosso, di solito ascoltate una distinzione tra mercati spot dell'energia, che di solito funzionano sulla base dei costi marginali di produzione di breve periodo – costi di combustibile, costi di dispacciamento, costi opportunità di breve termine – e mercati a termine. Il dibattito verte spesso sulla capacità del mercato di generare un ritorno economico superiore a questi costi marginali di breve periodo. La distinzione è tra costi marginali di lungo e costi marginali di breve.

Chiaramente, c'è sempre stato un problema di "missing money" in qualche misura. In molti mercati è stato gestito consentendo una certa misura di potere di mercato alle imprese, consentendo ai prezzi di aumentare ad un livello tale da rendere remunerativi i nuovi investimenti.

La preoccupazione che la gente ha circa l'aumento della penetrazione delle rinnovabili è che il gap generato dal problema della *missing money* aumenti in maniera rilevante. Siamo preoccupati? Sì. Lo siamo e qui è dove la questione del *capacity payment* entra in gioco.

Quale sarebbe la risposta delle imprese a questo problema? Dal punto di vista degli operatori il mercato diventerà molto più rischioso, molto più volatile: il "rischio quantità" sarà maggiore e il "rischio prezzo" sarà maggiore. Probabilmente il prezzo medio si abbasserà: abbiamo già avuto una buona presentazione di questo punto. Cosa faranno le imprese in questo contesto?

L'aumento della dimensione è naturalmente un modo per gestire i rischi ed io credo che una tendenza all'incremento della concentrazione sarà la conseguenza del processo in corso. Ci sarà potenzialmente più concentrazione tra operatori poiché il mercato diventerà più complicato, politicizzato e rischioso.

Il mercato diventerà meno favorevole per i nuovi entranti? Probabilmente sì. La facilità con cui generatori singoli, che non sono parte di un consorzio più ampio, potranno entrare nel mercato sarà inferiore ad oggi.

L'integrazione verticale è un'altra ovvia reazione in mercati dove il prezzo all'ingrosso è particolarmente rischioso, dato che questa consente all'impresa di coprire in parte il rischio. La prospettiva di ridurre in questo modo alcuni

dei rischi derivanti dal mercato all'ingrosso è attraente per l'impresa.

Inoltre, l'emergenza di prodotti derivati verrà presumibilmente incoraggiata nel nuovo contesto, per finanziare il rischio prezzo ed il rischio volume.

Quindi, si può vedere che non solo la penetrazione delle rinnovabili crea problemi in termini di gestione del mercato, ma ha anche conseguenze sulla struttura di mercato.

Al di là delle conseguenze sulla struttura, ci sono conseguenze anche nella regolazione. Nella misura in cui il mercato diventa più *capital intensive*, con impianti con costo marginale basso, il compito del regolatore diventa quello di gestire le rendite di capacità piuttosto che i surplus di produzione. Quindi, la scelta di consentire un'adeguata remunerazione del capitale investito attraverso prezzi moderatamente al di sopra dei costi marginali diventa molto più problematica con l'emergere di un maggior divario tra il livello dei prezzi all'ingrosso ed i bisogni degli operatori per poter restare nel mercato. Quindi l'ambito del regolatore diventa più ampio.

Il monitoraggio dell'offerta e della disponibilità di capacità diventerà molto più delicato. Più impianti staranno nel mercato in quanto ci sarà un disincentivo a dismettere impianti vecchi che possono essere necessari per l'intermittenza della produzione eolica. D'altro canto, data l'intermittenza dell'eolico, ci saranno molte più fluttuazioni nella capacità disponibile. Quindi, io credo, ci sarà molto più lavoro per i regolatori.

Dal punto di vista della terza dimensione rilevante, quella istituzionale, i cambiamenti saranno anche più grandi. Nella misura in cui ci sarà un cambiamento nella struttura di mercato e nella misura in cui i governi vorranno influenzare la sicurezza energetica ed avranno obiettivi ambientali, sarà molto probabile che i governi stessi vogliano intervenire nel funzionamento dei mercati. Le possibilità di maggiori accordi con i governi di sostegno a specifiche tecnologie aumenteranno. E, nel momento in cui il mercato si affermerà come un insieme di accordi ad hoc, emergeranno problemi di equità e di segnale di prezzo.

Quindi, al di là degli aspetti tecnici connessi con la gestione di un mercato con maggiore volatilità, credo che queste ulteriori sfide, a livello di impresa, di regolazione e di istituzioni, apriranno un'extra agenda, ulteriore rispetto a quella del disegno di mercato.

## Peter Pearson

Low Carbon Research Institute, Università di Cardiff

Buon pomeriggio a tutti. E' un grande piacere essere qui oggi, a Roma, ed avere la possibilità di partecipare a questa tavola rotonda.

Nel mio intervento affronterò il tema di oggi secondo un'ottica molto diversa da quella dei miei colleghi. Infatti, vi racconterò dell'attività di ricerca che io ed altri colleghi stiamo svolgendo in molte Università inglesi, nell'ambito di un progetto di ricerca chiamato Transition Pathways to a Low Carbon Electricity System. Il focus della nostra ricerca è in particolare sull'evoluzione del sistema elettrico nel Regno Unito nelle prossime decadi, e la sua capacità di raggiungere i tre obiettivi connessi con i cambiamenti climatici: la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, la sostenibilità e l'impatto sui consumatori.

I cambiamenti climatici sono stati un elemento importate della politica energetica del Regno Unito negli ultimi anni, anche per il quadro giuridico che si è delineato con il Climate Change Act del 2008. Ciò che abbiamo fatto con la nostra ricerca è guardare al futuro del sistema elettrico inglese, identificare dei possibili "percorsi di transizione" e i passi di sviluppo ad essi associati. Molto spesso nelle analisi viene identificato un scenario ordinato e lineare che porta senza problemi al 2050. Nel caso inglese il nostro Climate Act ha fissato per il 2050 un obiettivo di riduzione dei gas ad effetto serra dell'80% rispetto ai livelli del 1990, con obiettivi intermedi da raggiungere durante il percorso. Questi obiettivi intermedi includono anche dei bilanci quinquennali per le emissioni di carbonio, come suggerito dal Comitato sui Cambiamenti Climatici. Tuttavia, come è già stato accennato dagli altri relatori, il problema cruciale è proprio l'identificazione dei passi da intraprendere lungo il percorso. Questi passi possono determinare la meta: viaggiamo per raggiungere l'obiettivo finale, oppure per arrivare ad un esito molto differente? I passi intermedi possono inoltre sia aprire che chiudere opzioni per il futuro. Quindi uno dei principali punti di attenzione della nostra ricerca è: "come andiamo da qui a lì"?

Nel contesto inglese inoltre, come molti di voi probabilmente sanno, in maniera simile a molti altri sistemi energetici, c'è stata un'evoluzione da un sistema dove la produzione e la fornitura di energia elettrica erano di proprietà dello Stato, verso un sistema privatizzato e liberalizzato. Oggi siamo in una situazione in cui, avendo assunto impegni per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e per la realizzazione di un'economia a basso contenuto di carbonio, il governo si domanda se non sia necessario un approccio più interventista.

Ciò che abbiamo fatto nella nostra ricerca per la definizione della transizione è stato costruire i percorsi di transizione sulla base di diversi modelli di governance, in cui dominano le logiche ed i modelli di comportamento di tre gruppi di protagonisti dei sistemi energetici: il governo, gli operatori di mercato e la società civile. Di conseguenza, abbiamo sviluppato tre diversi percorsi corrispondenti a questi diversi modelli di governance. Ciascuno dei nostri percorsi racconta una "storia", con i suoi elementi quantitativi di domanda, offerta, infrastrutture, e così via. Ciò che abbiamo fatto è stato creare un modello di governance piuttosto semplificato. Sappiamo che in realtà è molto più complicato; ci sono molti attori nel sistema, non solo tre gruppi omogenei. Il nostro modello semplificato può essere rappresentato come un modello triangolare, ai cui angoli si trovano i tre gruppi che ho citato prima: il governo, gli operatori di mercato e la società civile. Questo triangolo è come una "spazio d'azione" ed una delle cose interessanti da studiare è come il centro di gravità si muove nel tempo in questo spazio. Nel Regno Unito, nel periodo in cui il sistema energetico era ampiamente guidato dal governo e posseduto dallo Stato, era abbastanza chiaro. Eravamo in uno degli angoli di questo triangolo. Con la liberalizzazione dei mercati ci siamo mossi verso un altro angolo. Alcuni di voi forse sanno che il nostro Primo Ministro David Cameron parla spesso di quella che chiama la "big society". Bene, è possibile – oggi non lo possiamo sapere – che la big society secondo modalità tali da consentire che le comunità locali si facciano carico dei propri sistemi energetici e che vengano coinvolte molto di più nello sviluppo e nella governance del sistema. Questo ci sposterebbe verso il terzo angolo del triangolo.

In effetti, ciò che tende a succedere è lo sviluppo di un insieme di forze all'interno dello spazio d'azione, con i diversi

protagonisti che cercano di arruolare altri soggetti e di rendere la loro logica la logica di sistema. Quindi, in linea con tutto ciò, come ho già detto, ciò che abbiamo fatto è stato individuare i tre percorsi di transizione. Il nostro primo percorso è stato chiamato semplicemente percorso delle "Regole di mercato". In questo percorso il governo decide di raggiungere tutti e tre gli obiettivi – mitigazione degli impatti dei cambiamenti climatici, sicurezza degli approvvigionamenti ed accessibilità all'energia – attraverso strumenti di mercato.

Il secondo percorso è stato chiamato percorso del "Coordinamento centralizzato". Questo è un modello che è stato molto discusso negli ultimi tempi. Questo percorso si realizza quando il governo decide che non può lasciare al solo mercato la realizzazione degli obiettivi e decide di intervenire più attivamente. Di conseguenza decide di attivare una sorta di agenzia per la strategia energetica. Il governo potrebbe inoltre decidere di avviare delle gare per la fornitura di elettricità a basso contenuto di carbonio. L'intervento governativo si può sviluppare sia dal lato dell'offerta che da quello della domanda, secondo una molteplicità di modalità di intervento diretto.

Il terzo percorso di transizione è chiamato percorso dei "Mille fiori". Questo è un percorso in cui la società civile decide di spostarsi verso un sistema in cui comunità locali, autorità locali ed altri operatori locali hanno un ruolo importante nelle decisioni in materia di energia. In questo percorso il sistema energetico, invece di essere caratterizzato dalla presenza di grandi produttori di energia con tecnologie di cattura e stoccaggio del carbonio, è dominato dalla presenza di micro-generatori e la rete di trasmissione è differente.

Quindi, i percorsi "Regole di mercato" e "Coordinamento centralizzato" sono quelli che tendono ad avere una percentuale maggiore di grandi impianti di generazione. Mentre il percorso dei "Mille fiori" è molto diverso dagli altri.

All'interno di questa struttura noi esploriamo la presenza di diversi "punti di ramificazione" che possono emergere in ciascun percorso. Un punto di ramificazione rappresenta una situazione in cui diversi attori sono sottoposti ad una pressione nell'assunzione di una decisione. Essi possono o restare nel percorso in cui erano o possono lasciarlo, oppure possono intraprendere un altro percorso. Le pressioni o i problemi che portano allo sviluppo del punto di ramificazione possono essere o interni al sistema, come qualche cosa che non sta funzionando come dovrebbe: ad esempio il governo potrebbe decidere che vuole utilizzare il mercato per raggiungere gli obiettivi di politica energetica ma diventa sempre più dubbioso circa la possibilità di farcela nei tempi previsti. Il governo può allora ritenere di dover adottare delle azioni più dirette. Le pressioni possono tuttavia essere anche esterne al sistema; potrebbe essere l'emergere di nuove conoscenze sui cambiamenti climatici o il recente tsunami in Giappone e l'incidente alla centrale nucleare di Fukushima, oppure problemi geopolitici con un impatto sul costo o la disponibilità di gas.

Quindi un possibile punto di ramificazione può emergere se qualche cosa non funziona come gli attori principali avrebbero voluto. Per esempio, potrebbe essere la cattura e lo stoccaggio del carbonio non diventa commercialmente matura nei tempi previsti, oppure lo sviluppo delle reti intelligenti non procede come auspicato o, ancora, la società civile dopo aver deciso di gestire direttamente i sistemi energetici si accorge che è troppo complicato e vuole tornare indietro, verso un sistema controllato dalle grandi imprese energetiche.

Questi sono esempi dei possibili punti di ramificazione che stiamo analizzando. L'idea che sta dietro a tutto ciò è semplicemente la consapevolezza che i sistemi elettrici sono qualche cosa di plastico che può cambiare nel tempo e che pochi percorsi di trasformazione si sviluppano senza problemi o shock. Ciò che stiamo cercando di fare è comprendere come i nostri sistemi potrebbero cambiare e come potrebbero essere soggetti a shock. Questo, a sua volta, può aiutare a comprendere come alcune pressioni possano essere previste e, forse, a rispondere. Se siete interessati a conoscere meglio il progetto, potete guardare il nostro website: <http://www.lowcarbonpathways.org.uk/lowcarbon/>.

## Rodney Boyd

Climate Policy Initiative

Grazie per avermi dato l'opportunità di venire qui a parlare di questo tema, molto interessante. Un tema che ritengo non stia ricevendo la stessa attenzione di altri nel dibattito sulle rinnovabili.

La mia presentazione si baserà su alcune ricerche che sono state realizzate quest'anno presso il CPI (Climate Policy Initiative) sugli aspetti operativi del disegno di mercato. La Climate Policy Initiative è un'organizzazione basata presso il *German Institute for Economic Research (DIW)* a Berlino ed ha lo scopo di analizzare, valutare e fornire supporto ai governi di tutto il mondo per la definizione di politiche volte al perseguimento di un sistema energetico a basso contenuto di carbonio. Noi condividiamo la visione secondo cui il mercato può facilitare lo sviluppo delle rinnovabili ma, affinché questo possa succedere, il disegno del mercato deve essere appropriato. Come alcuni dei relatori che mi hanno preceduto hanno già accennato, credo che il disegno di mercato debba essere appropriato sotto due dimensioni: il tempo e lo spazio.

Per quanto riguarda il tempo, si tratta di valutare il grado di flessibilità che deve essere assicurata agli operatori nel mercato per consentire loro di avvantaggiarsi del miglioramento delle previsioni di produzione da rinnovabili, in particolare per la produzione eolica, all'avvicinarsi del tempo reale. Questo richiede di affiancare al mercato del giorno prima dei mercati di aggiustamento infragiornalieri. Questo può aiutare anche la conclusione di contratti bilaterali con orizzonti temporali più lunghi. Quindi, ciò che questo mette in luce è che un disegno di mercato con un orizzonte temporale più breve di quello odierno può essere vantaggioso per lo sviluppo delle rinnovabili.

In secondo luogo, lo spazio. Sarà necessario gestire la capacità di trasporto esistente in maniera più efficiente. Bisognerà inoltre ridurre i ritardi nelle connessioni delle rinnovabili, che a volte possono richiedere dieci anni, o anche di più. Un altro intervento necessario è l'aumento dei limiti di trasporto sulla rete di trasmissione. ENTSO-E, l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione, recentemente ha dichiarato che 42.000 km aggiuntivi di rete potrebbero essere necessari entro il 2020. Si tratta di un numero rilevante, che rappresenta circa il 17% della lunghezza della rete di trasmissione attuale. Un impegno non facile da rispettare in soli nove anni. Infine, riteniamo che sia necessario affrontare il cosiddetto "congestion management" in maniera più efficiente per ridurre i costi e le emissioni.

Nella nostra ricerca abbiamo anche valutato alcune soluzioni che potrebbero utilmente essere utilizzate in Europa. In particolare, per quanto riguarda la flessibilità, conosciamo già le implicazioni derivanti dall'aver un sistema disegnato prevalentemente per fonti di generazione programmabili utilizzato con una struttura di offerta con grandi quantità di rinnovabili. Il Gestore di sistema si trova in una posizione difficile, soprattutto se non può avvantaggiarsi della possibilità di prevedere la produzione dell'eolico in prossimità del tempo reale. Il nostro studio mostra come la previsione della produzione eolica, per esempio, migliori molto quattro ore prima dell'ora oggetto di analisi. Lo studio mostra, inoltre, che l'errore di previsione dei tre gestori di rete tedeschi potrebbe ridursi sensibilmente se le previsioni riguardassero l'intera Germania e non le tre aree di ciascun gestore, separatamente. L'errore potrebbe infatti passare da un range di 6%/8% a circa il 5%. Questo mostra il vantaggio dell'integrazione dei mercati. Questi errori di previsione comportano l'acquisto di risorse di bilanciamento che potrebbero nella realtà rivelarsi inutili. Naturalmente ciò comporta un aumento dei costi. Questo tipo di problemi interessa tutti i mercati europei, non solo la Germania. La Spagna è un caso interessante: malgrado il grande aumento della produzione eolica e le limitate interconnessioni con paese confinanti, questo paese è riuscito a mantenere costanti i volumi delle risorse di bilanciamento.

Per quanto riguarda invece la dimensione spaziale, lo schema attuale di sviluppo delle rinnovabili prevede che queste siano sviluppate vicino ai centri di consumo. Tuttavia, con lo sviluppo dei grandi parchi eolici questo non sarà più possibile e bisognerà rinforzare la rete. Il risultato sarà anche un cambiamento nell'utilizzo della rete. Alcune parti oggi non congestionate potrebbero diventarlo. Nel mercato tedesco, per esempio, c'è una domanda

alta nel sud e nel sud est, mentre la generazione è concentrata nel nord. Inoltre nel giro di 10 o 15 anni molti più impianti rinnovabili dovrebbero andare a collocarsi in quell'area. Questo significa che la rete avrà bisogno di investimenti rilevanti per evitare le congestioni. Il problema che noi vediamo è che la capacità trasporto è allocata nel mercato del giorno prima senza tener conto dei vincoli di rete. La soluzione delle congestioni è affidata al Gestore della rete che deve re-dispacciare gli impianti tenendo conto della rete. Tutti noi sappiamo che questo è inefficiente, costoso e, in alcuni casi, lascia spazio per comportamenti opportunistici da parte degli operatori. Nella nostra ricerca abbiamo analizzato i mercati europei, tenendo conto della rete di trasmissione. Lo studio ha messo in evidenza che effettivamente vi sono congestioni sia tra paesi che all'interno dei diversi paesi.

In esito all'analisi abbiamo identificato alcuni criteri che dovrebbero essere rispettati nel disegno dei mercati elettrici per accomodare lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Tra queste vi è il miglioramento dei mercati di bilanciamento. La Spagna, per esempio, è stata in grado di migliorare il proprio bilanciamento utilizzando sei sessioni di scambio infragiornalieri. Questo ha consentito di aumentare il numero dei partecipanti, aumentando la liquidità del mercato più di quanto l'attuazione di un sistema di contrattazioni nel continuo avrebbe consentito. Un secondo criterio è quello dell'integrazione sovranazionale dei mercati, in particolare di quelli infragiornalieri e di bilanciamento. Perché questa integrazione sia efficace è tuttavia necessario operare anche a livello di gestione delle reti, proseguendo l'integrazione anche a livello di TSO. Un terzo criterio è quello dell'integrazione della domanda nel mercato. Nordpool è stato in grado di farlo e questa esperienza ha dimostrato che la domanda può offrire flessibilità. L'ultimo punto è sugli abusi di mercato. Attualmente è in corso un processo di approvazione di norme europee in questo ambito. Il costo degli abusi di mercato è stimato essere dell'ordine di 500 miliardi di euro all'anno. Il passaggio a mercati con offerte complesse - con costi di start up e rampe espliciti - potrebbe rendere il mercato più trasparente e facilmente monitorabile.

Infine, nello studio, con il supporto di numerose università, abbiamo modellato per la rete europea un sistema in cui le congestioni sono valorizzate attraverso prezzi nodali (chiamati anche "localised marginal pricing"). Abbiamo confrontato i risultati con quelli ottenuti a regole vigenti. I risultati hanno indicato che con prezzi nodali i flussi sulla rete aumentano del 30%, e quindi la rete è utilizzata in maniera più efficiente. Inoltre il passaggio a prezzi nodali dovrebbe consentire dei risparmi nella gestione delle congestioni dell'ordine di 1 o 2 milioni di euro all'anno. Questi risultati sono in linea con altre ricerche sull'introduzione dei prezzi zonali.

## Pippo Ranci

Università Cattolica del Sacro Cuore

Sono stato colpito dall'accostamento tra due messaggi diversi ed entrambi molto significativi.

Il primo sta nella presentazione iniziale dell'ingegner Guarini: il progresso del mercato elettrico italiano, i problemi incontrati, le soluzioni che si vanno cercando; l'oratore ha indicato con molta chiarezza e evidenza la linea dell'integrazione europea.

Il secondo sta nella relazione di apertura della tavola rotonda presentata da Clara Poletti, che ci ha mostrato il difficile passaggio in cui ci troviamo con la quota delle rinnovabili che aumenta e introduce rigidità nel mercato, con una divaricazione netta tra le scelte di breve periodo e le scelte di lungo. Mi sarebbe piaciuto riuscire a leggere di più in questo futuro molto incerto di fronte a cui ci troviamo ma, in sintesi, l'indicazione è a una possibile soluzione dei problemi di lungo periodo con il ricorso a procedure di concorrenza per il mercato, vale a dire aste o gare per la costruzione di impianti, e poi una gestione del breve periodo che invece ha un minore contenuto di mercato e quindi immagino caratteristiche piuttosto di tipo amministrativo. Mi conforta molto l'esempio nordico che ci ha portato Nils-Henrik Von der Fehr per mostrarci che anche in un'area nella quale questo problema si è posto prima e in misura maggiore che da noi, le soluzioni possono ancora essere soluzioni di mercato, che sfruttano la flessibilità caratteristica di questo.

Mettiamo insieme i due messaggi. Abbiamo un percorso verso una graduale integrazione delle borse elettriche europee, una convergenza nel grande market design europeo che sembra del tutto logica; non c'è un mercato interno dell'Unione Europea che possa essere compatibile con delle enclaves in cui si commercia l'energia in power exchanges locali non connessi con il resto. Questo però implica che lo stesso modo di affrontare le rinnovabili, il ridisegno del mercato, presenta le caratteristiche di un problema comune.

Vuol dire questo che il problema comune debba essere risolto allo stesso identico modo in ciascun paese? Bisognerebbe immaginare, se vogliamo evitare guai in futuro, che i passi verso la soluzione del problema del ridisegno del mercato siano intrapresi attraverso una elaborazione concorde in sede europea, o quanto meno adottati dopo aver ben considerato che cosa si sta facendo nelle altre parti d'Europa, cercando di evitare divaricazioni eccessive.

Questo tra l'altro è il modo per essere presenti nel discorso europeo. Se proprio vogliamo mettere la questione in termini di interessi nazionali e ipotizziamo che ci siano diverse priorità tra i diversi stati membri, ebbene non c'è altro modo per far valere eventuali diverse esigenze che essere tempestivamente presenti nella ricerca delle linee d'azione e nella definizione del modello. Non sarebbe un modo saggio quello di lasciare che si formi una disciplina europea per poi all'ultimo constatare che non siamo pronti per partecipare o che non è adatta alle nostre esigenze. Quindi abbiamo di fronte un cammino molto ambizioso ma abbastanza chiaro, dato che la via della convergenza e del *market coupling* è annunciata, implicitamente anche per affrontare i problemi delle rinnovabili: e come potrebbe essere diversamente? E tuttavia vedo un elevato tasso di incertezza nella possibilità di camminare verso questo obiettivo in modo da non accentuare le divaricazioni.

Faccio un esempio, lo spostamento o riallocazione del rischio. Si ragiona sulla rischiosità degli investimenti nel nuovo contesto e quindi sulla opportunità che vi sia una minore concentrazione del rischio in modo da alleggerire gli investitori (i generatori) e corrispondentemente appesantire i consumatori: il rischio non si elimina ma si trasforma, come del resto si fa per l'energia.

Ci sono esempi che la storia ci propone e che mostrano gli errori da evitare. Quando si volle esentare completamente i consumatori dal rischio di prezzo nel regime californiano degli anni 2000 si andò incontro ad un guaio grosso. E dall'altra parte tutti riconosciamo che la protezione dal rischio degli investitori nel regime CIP6 è stata eccessiva. Se una regola ne possiamo ricavare, è che qualsiasi redistribuzione del rischio dovrebbe accuratamente evitare di rendere una categoria del tutto esente da rischio; si possono cambiare i pesi, ma non si dovrebbe mai lasciare alcuna categoria totalmente priva di rischio.

Ci sono poi alcune osservazioni che a me sembrano opportune, per quanto elementari e quasi ovvie. Se si va nella

direzione di una convergenza europea, sarebbe molto opportuno ad esempio che venisse rimosso il timore che nella borsa italiana un giorno possa essere riproposto un sistema di 'pay as bid' che sarebbe incompatibile con quello che avviene nel resto d'Europa.

Dobbiamo preoccuparci anche per il prezzo unico nazionale. Esso è nato rispondendo a una motivazione che era sì di principio, ma che si è posta in ragione di un'esigenza concreta e quantitativamente rilevante. Il principio dell'uguaglianza di trattamento non comporta necessariamente l'identità del prezzo in ogni area; è stato tuttavia naturale invocare l'uniformità quando i divari erano vistosi e tali da generare importanti effetti economici. A me pare che i dati che anche la relazione di quest'anno ci mostra indicano che la soluzione è nei fatti: il completamento delle interconnessioni con le isole rimuove quei grandi divari che stavano all'origine del prezzo unico nazionale. Possiamo dunque auspicare che nel giro di un periodo ragionevolmente breve, collaudata la maggiore capacità della rete a collegare le zone insulari, si possa chiudere un capitolo che se restasse aperto sicuramente aggiungerebbe difficoltà all'integrazione europea.

Infine, i tempi di pagamento. Il regolamento dei pagamenti che noi continuiamo ad osservare, da trenta giorni in su, non è compatibile con quanto avviene nel resto d'Europa, con la norma europea che sta per essere fissata, con ciò che ragionevolmente sembra ottimale per ridurre le incertezze del contenzioso. Quindi anche questa sembrerebbe una questione da affrontare per essere come Paese parte attiva e consapevole del processo di convergenza. Ci saranno problemi di adattamento? Forse, ma c'è anche un'inventiva finanziaria che può essere mobilitata per facilitare la transizione e fornire parziale copertura a qualche categoria di soggetti contro l'eccessivo onere che la discontinuità verrebbe a creare. C'è modo di attenuare gli oneri senza per questo uscire da un percorso virtuoso di efficienza del sistema e di convergenza europea.



## APPROFONDIMENTO

**Guido Cervigli e Clara Poletti**

*IEFE, Università Bocconi*

**Andrea Comisso\***

*Autorità per l'energia  
elettrica e il gas*

# L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO

1.	Introduzione.....p.	58
2.	Il disegno del mercato elettrico che conosciamo sarà messo sotto pressione dallo sviluppo della generazione rinnovabile .....p.	58
2.1	Il disegno tradizionale dei mercati elettrici all'ingrosso europei .....p.	58
2.2	Gli effetti dell'incremento della produzione da fonte rinnovabile.....p.	59
2.3	Implicazioni della scarsa prevedibilità delle rinnovabili sul disegno di mercato.....p.	60
2.4	Implicazioni della struttura dei costi delle rinnovabili sul disegno di mercato.....p.	62
3.	Il nuovo modello di sviluppo della capacità di generazione vedrà la coesistenza di meccanismi di mercato e di logiche pianificatorie.....p.	62

\* Il presente approfondimento contiene osservazioni di carattere personale che non coinvolgono l'Autorità per l'energia elettrica

# L'IMPATTO DELLE RINNOVABILI SUL DISEGNO E SUL FUNZIONAMENTO DEL MERCATO ELETTRICO

Giugno 2011

## 1. Introduzione

Gli obiettivi di politica energetica della Commissione Europea, approvati nel pacchetto clima-energia dell'aprile 2009<sup>1</sup> (Direttiva 20/20/20), hanno fissato al 20 per cento la quota del consumo complessivo finale di energia che dovrà essere soddisfatto dalle fonti rinnovabili entro il 2020. Nel concreto questo obbligo si traduce in un aumento della quota di capacità di generazione europea da fonte rinnovabile del 30-35% nei prossimi dieci anni.<sup>2</sup> Sebbene questo ambizioso obiettivo sia ancora lontano dall'essere raggiunto, il crescente utilizzo delle fonti rinnovabili ha innescato un processo di ristrutturazione del *mix* produttivo di molti paesi europei, sollecitando un'ampia riflessione sulle problematiche derivanti dall'integrazione di questo tipo di fonti nel sistema elettrico.<sup>3</sup>

Il funzionamento dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica sarà influenzato dall'integrazione di queste forme di energia, caratterizzate da alcune peculiarità rispetto alle fonti fossili quali, ad esempio, il gas ed il carbone. Due sono, in particolare, gli elementi da tenere in considerazione. In primo luogo, l'intermittenza di fonti come il sole e il vento, da cui dipende la scarsa prevedibilità della produzione lontano dal tempo di consegna fisica dell'energia. In secondo luogo, la prevalenza dei costi fissi nella struttura dei costi.

Come conseguenza di questi cambiamenti, deve attendersi un aumento della volatilità dei prezzi spot e dei flussi di energia sulle reti. Le modalità di copertura dei costi dei generatori si modificheranno sensibilmente. Plausibilmente la gran parte dei nuovi generatori alimentati da fonti rinnovabile saranno realizzati nell'ambito di schemi regolatori che trasferiscano il rischio commerciale sui consumatori. Per quanto riguarda i generatori convenzionali, dato l'attuale disegno del mercato, ci si può aspettare che una quota crescente del loro reddito sarà ottenuta dalle vendite realizzate in un numero più contenuto di ore nelle quali i prezzi risulteranno potenzialmente assai elevati. L'obiettivo di questa Nota è discutere possibili modelli organizzativi dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica che consentano un'efficiente integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato.

La Nota è organizzata in due parti, che discutono possibili linee di intervento complementari. La prima linea di intervento può essere interpretata nella direzione di un miglioramento degli istituti di mercato esistenti, finalizzato a fronteggiare la minore prevedibilità e la maggiore volatilità della produzione da fonti rinnovabili. La seconda linea di intervento è collegata al crescente ruolo dell'autorità pubblica nel guidare le decisioni di investimento nel settore della generazione elettrica da fonte rinnovabile.

## 2. Il disegno di mercato elettrico che conosciamo sarà messo sotto pressione dallo sviluppo della generazione rinnovabile

### 2.1 Il disegno tradizionale dei mercati elettrici all'ingrosso europei

Il disegno della maggior parte dei mercati elettrici europei è caratterizzato da una netta separazione tra i mercati spot, in cui gli operatori si scambiano energia tra loro, e i mercati in cui il Gestore del sistema acquista i servizi ancillari<sup>4</sup> necessari a garantire la sicurezza del sistema. Tale segregazione è sia organizzativa – le due attività

<sup>1</sup> Direttiva 2009/27/CE

<sup>2</sup> L'obiettivo medio UE-27 e gli obiettivi quantitativi dei singoli stati membri sono contenuti nella Direttiva 2009/28/CE

<sup>3</sup> Vedi, ad esempio, Hiroux C., Sagan M., "Large scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support scheme and market designs?" Energy Policy Volume 38 (2010) pp. 3135-3145 e, MacGill I., "Electricity market design for facilitating the integration of wind energy: Experience and prospects with Australian National Electricity Market" Energy Policy Volume 38 (2010) pp. 3180-3191

<sup>4</sup> I servizi ancillari sono tutte le azioni svolte dal Gestore del sistema per garantire la sicurezza delle operazioni sulla rete elettrica

vengono infatti svolte su piattaforme diverse e secondo modalità in larga parte indipendenti – sia temporale. L'azione del Gestore del sistema inizia dopo che gli operatori del mercato hanno notificato le proprie intenzioni di immettere e prelevare energia elettrica al fine di onorare gli impegni sul mercato. Le attività del mercato si interrompono dal momento in cui il Gestore del sistema assume il controllo del dispacciamento.

La figura sottostante mostra le fasi temporali alla base del funzionamento dei principali mercati elettrici europei.

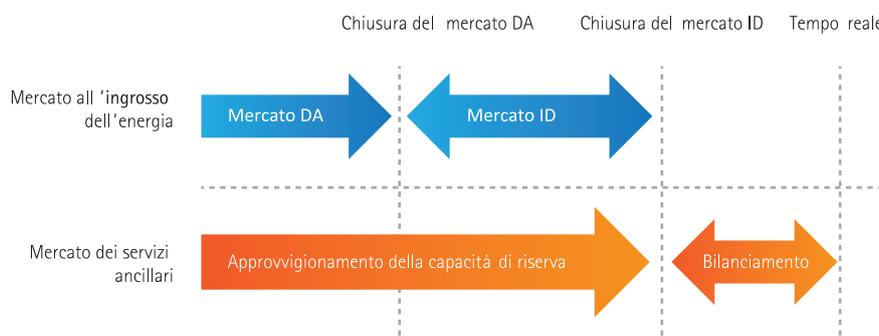


Fig 25

Il mercato *day-ahead* (DA) ha luogo nella giornata precedente a quella in cui avviene la consegna dell'energia scambiata. Mercati *intraday* (ID) si svolgono fino ad alcune ore prima della consegna. L'azione del Gestore del sistema, nell'approccio tradizionale, si concentra prevalentemente dopo la chiusura delle negoziazioni e fino al momento della consegna dell'energia (il "tempo reale"). Il Gestore del sistema chiama i generatori a modulare (in aumento o diminuzione) le proprie immissioni per risolvere eventuali congestioni di rete e per mantenere il sistema in equilibrio. Una seconda fase in cui opera il Gestore del sistema si svolge prima della chiusura delle contrattazioni sui mercati all'ingrosso e consiste nell'approvvigionamento di riserva di capacità da utilizzare nella fase di bilanciamento.

Nei sistemi elettrici tradizionali – con una forte presenza di generazione termo-elettrica e idroelettrica – la possibilità di prevedere e controllare le immissioni, e più in generale la relativa prevedibilità delle condizioni della domanda e di offerta con un certo anticipo rispetto al momento della consegna, ha fatto sì che la maggior parte degli scambi di energia si esaurisse nei mercati day-ahead. Nel disegno di mercato attuale la fase di bilanciamento è utilizzata dal Gestore del sistema per risolvere possibili squilibri del sistema dovuti principalmente a fuori servizio degli impianti e a relativamente modeste variazioni della domanda rispetto alle previsioni. Per lo stesso motivo, in un contesto di sostanziale prevedibilità gli acquisti di servizi ausiliari – e in particolare di capacità di riserva – possono avvenire in larga parte non lontano dal tempo reale.

## 2.2 Gli effetti dell'incremento della produzione da fonte rinnovabile

La quota crescente di produzione rinnovabile intermittente mette pressione sulle logiche tradizionali di gestione del sistema elettrico e sulla corrispondente organizzazione del mercato. Due sono, in particolare, le caratteristiche tipiche delle rinnovabili che hanno un forte impatto sul disegno di mercato attuale: la scarsa prevedibilità della produzione lontano dal tempo reale e l'assenza di costi variabili nella struttura dei costi degli impianti di produzione rinnovabili.

La scarsa prevedibilità della produzione rinnovabile fino a pochi istanti prima della consegna dell'energia richiede una più elevata disponibilità di risorse da attivare vicino al tempo reale al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico. La mancata produzione di energia elettrica dovuta all'improvvisa assenza di vento o sole in determinate zone e istanti del giorno deve, infatti, essere rimpiazzata dalla pronta messa in funzione di capacità di generazione disponibile aggiuntiva. La limitata prevedibilità della produzione eolica e solare ha un forte impatto anche sulla gestione della rete di trasmissione. L'ampia variabilità nelle diverse ore del giorno della produzione rinnovabile

può, infatti, causare problemi di congestione a livello interno e transfrontaliero. Per questo motivo il Gestore del sistema si potrebbe trovare nella condizione di dover calcolare la capacità di trasmissione transfrontaliera commercializzabile applicando margini di sicurezza più elevati.

La maggiore penetrazione delle rinnovabili richiede inoltre un'approfondita riflessione sull'organizzazione ottimale dei mercati spot dell'energia in presenza di una quota crescente di capacità di generazione con costi variabili nulli. Il principale effetto di una maggiore penetrazione delle rinnovabili sui mercati all'ingrosso è legato all'aumento della volatilità dei prezzi spot e al conseguente incremento dei rischi sopportati dai generatori convenzionali. La tipica funzione di costo degli impianti rinnovabili è caratterizzata da costi variabili nulli e da costi fissi elevati. Una parte consistente dei costi fissi sostenuti dai produttori rinnovabili non è recuperata sul mercato, ma attraverso meccanismi di incentivazione pubblica (tariffe feed-in, certificati verdi, etc.). A ciò va aggiunto che in diversi paesi europei, tra cui l'Italia, le fonti rinnovabili non programmabili hanno "priorità di dispacciamento", ovvero hanno precedenza, a parità di prezzo offerto, nell'ordine economico con cui vengono ordinate le offerte ai fini della risoluzione del mercato.<sup>5</sup> I ridotti costi variabili delle fonti rinnovabili, unitamente al regime di priorità di dispacciamento, generano un'offerta aggiuntiva di energia elettrica a prezzi molto contenuti. Questo ha l'effetto di comprimere i prezzi spot nelle ore del giorno in cui le rinnovabili sono marginali, riducendo, allo stesso tempo, i ricavi percepiti, in queste ore, dai generatori convenzionali. Un numero crescente di generatori si vedrà quindi costretto a recuperare i propri costi in un numero limitato di ore in cui i prezzi risulteranno potenzialmente molto elevati.

Di seguito sono discusse le implicazioni di questi due aspetti legati alla crescente integrazione delle fonti rinnovabili sul futuro disegno di mercato.

### 2.3 Implicazioni della scarsa prevedibilità delle rinnovabili sul disegno di mercato

Le implicazioni della scarsa prevedibilità della produzione rinnovabile sul funzionamento dei mercati elettrici richiedono un miglioramento del disegno dei mercati spot e, allo stesso tempo, una maggiore integrazione di questi a livello pan-europeo. A livello europeo sono già state formulate alcune proposte che vanno in questa direzione. I regolatori europei con la collaborazione di un gruppo di esperti, il Project Coordination Group, hanno sviluppato un modello di riferimento (di seguito: Target Model) che fissa i principali aspetti del futuro disegno del mercato elettrico europeo. Il Target Model, nella sua versione attuale, fissa gli elementi essenziali per conseguire una maggiore integrazione dei mercati spot. Nei paragrafi successivi sono discusse le principali misure proposte nell'ambito del Target Model riguardanti i mercati day-ahead e intraday e, di seguito, si illustrano alcuni interventi volti a migliorare il funzionamento dei mercati dei servizi ancillari.

#### Mercati day-ahead

Per quanto concerne i mercati day-ahead, l'obiettivo del Target Model è quello di espandere i già soddisfacenti risultati ottenuti nell'ambito delle iniziative regionali in modo da giungere, entro il 2015, ad un unico mercato europeo. Il Target Model suggerisce di accorpate i mercati day-ahead dei diversi paesi membri attraverso un meccanismo di market coupling.<sup>6</sup> Meccanismi di questo tipo prevedono l'utilizzo di un algoritmo comune a livello europeo attraverso cui sono elaborate le offerte di acquisto e vendita presentate sulle borse di ciascun paese membro. Questo algoritmo definisce i prezzi di equilibrio per ciascun paese tenendo conto dei vincoli di capacità esistenti sulle reti di trasmissione cross-border. Nell'ipotesi in cui le reti di interconnessione tra i diversi paesi europei non fossero congestionate, l'algoritmo comune definirebbe un prezzo unico a livello europeo. Al contrario, nel caso in cui la presenza di congestioni non permettesse il passaggio dell'energia dal paese in cui il prezzo è minore a quello in cui il prezzo è maggiore, i prezzi di equilibrio sarebbero differenti. I meccanismi di market coupling consentono quindi di allocare la capacità di interconnessione in modo implicito. Il prezzo per l'utilizzo

<sup>5</sup> La priorità di dispacciamento è definita in Italia dalle delibere 168/03 e 48/04 dell'AEEG

<sup>6</sup> Il market coupling può essere implementato attraverso assetti organizzativi differenti. Il Target Model suggerisce l'implementazione di meccanismi di price coupling più efficiente rispetto a modelli di volume coupling. Per una review della letteratura in materia vedi: A. Creti, E. Fumagalli e Fumagalli E., "Integration of electricity markets in Europe: Relevant issues for Italy" Energy Policy Volume 38 (2010) pp. 6966-6976

della capacità è anch'esso implicitamente determinato e risulta pari alla differenza tra i prezzi dell'energia che si formano nei diversi paesi. Meccanismi di market coupling sono già presenti tra Norvegia, Finlandia, Svezia e Danimarca (Nordpool) e tra Francia, Olanda, Belgio, Lussemburgo e Germania (CWE). In particolare, l'iniziativa CWE potrebbe attrarre, in pochi anni, gli altri paesi confinanti contribuendo ad una forte integrazione dei mercati a livello europeo. Anche l'Italia ha di recente integrato il proprio mercato day-ahead con quello sloveno attraverso un meccanismo di market coupling.

### **Mercati intraday**

Le misure proposte nel Target Model per i mercati intraday non sono altrettanto ben definite. Nella sua versione attuale, il Target Model suggerisce un meccanismo di continuous trading con un meccanismo di allocazione della capacità di trasmissione cross-border di tipo first-come first-served. Questa scelta non è ottimale in quanto, a differenza di quanto previsto per i mercati day-ahead, riduce i benefici legati alla centralizzazione del meccanismo di clearing del mercato e non consente una corretta valorizzazione della capacità di trasmissione cross-border. Il corretto funzionamento dei mercati intraday è cruciale per un'efficiente integrazione delle energie rinnovabili. Il ruolo dei mercati intraday è, infatti, quello di garantire agli operatori la possibilità di scambiarsi energia il più possibile vicino al tempo reale. In questo modo si consente loro di sfruttare informazioni aggiuntive per rivedere e aggiustare quanto programmato in esito al mercato day-ahead al fine di ridurre eventuali sbilanciamenti. L'espansione delle energie rinnovabili intermittenti aumenta la necessità per gli operatori di poter rivedere i propri programmi di immissione il più vicino possibile al momento di consegna dell'energia. A ciò va aggiunto che, data la distribuzione non uniforme delle fonti rinnovabili sul territorio europeo, questi aggiustamenti avranno un crescente impatto sui flussi transfrontalieri di energia. Per questo motivo è essenziale garantire agli operatori la possibilità di commerciare energia vicino al tempo di consegna non solo nel mercato domestico, ma anche nei mercati dei paesi confinanti.

### **Mercati dei servizi ancillari**

Gli aspetti del futuro disegno di mercato relativi ai mercati di bilanciamento in tempo reale e, più in generale, ai mercati dei servizi ancillari non sono stati esaminati con adeguata profondità nel Target Model. Le iniziative intraprese per rafforzare il coordinamento tra Gestori di rete<sup>7</sup> non hanno fino ad ora prodotto gli effetti auspicati poiché si sviluppano in un quadro normativo e regolatorio che non è ancora ben definito. La crescente penetrazione delle energie rinnovabili richiede una riflessione più approfondita sulle misure da adottare per migliorare i meccanismi di mercato a supporto dell'azione dei Gestori di rete. La presenza sempre più massiccia di fonti di produzione scarsamente prevedibili farà, infatti, aumentare la quantità di energia che verrà scambiata nelle fasi di bilanciamento in tempo reale e, allo stesso tempo, farà salire il livello di capacità di riserva richiesta dai Gestori di rete nella fase di programmazione. Per questo motivo, è importante prevedere un disegno di questi mercati che favorisca la formazione di segnali di prezzo corretti. Modelli di mercato imperfetti potrebbero generare distorsioni nel comportamento degli operatori e dei Gestori di rete nelle altre fasi del mercato all'ingrosso. Gli interventi più urgenti da implementare riguardano il funzionamento dei mercati di bilanciamento in tempo reale e dei mercati per la capacità di riserva.

Per quanto riguarda i mercati di bilanciamento in tempo reale, è necessario prevedere un meccanismo di coordinamento tra Gestori di rete che consenta di raggruppare le offerte ricevute dagli operatori a livello regionale. La selezione delle offerte accettate dovrebbe avvenire attraverso l'utilizzo di un ordine di merito comune che tenga conto della capacità disponibile sulle reti di trasmissioni cross-border. La definizione dei prezzi di sbilanciamento pagati dagli operatori devono riflettere i costi effettivi generati al sistema dal loro comportamento. I generatori intermittenti dovrebbero essere chiamati a pagare gli stessi prezzi di sbilanciamento pagati dai generatori convenzionali. Questo li indurrebbe a prevedere meglio le proprie immissioni e a ricercare nel mercato le risorse più

<sup>7</sup> Le principali iniziative regionali di coordinamento tra i Gestori di rete sono: CORESO che raccoglie i Gestori di rete di Italia, Regno Unito, Belgio, Francia e Germania e TSC di cui fanno parte undici Gestori di rete di paesi dell'Europa centrale e orientale.

economiche per bilanciare la propria posizione.

La necessità di dover rispondere prontamente alla volatilità vicino al tempo reale della produzione eolica e solare rende indispensabile che l'approvvigionamento della capacità di riserva da parte dei Gestori di rete avvenga il più possibile vicino al tempo reale. Con una quota sempre maggiore di capacità flessibile mantenuta inutilizzata per fornire capacità di riserva, sarà inoltre più importante che la richiesta di tale capacità rifletta il fabbisogno presente in ciascun ora del giorno. La riserva di capacità deve essere approvvigionata sulla base di regole di mercato; tutti i generatori con i requisiti necessari devono poter presentare, su base volontaria, offerte per ogni tipologia di capacità che si impegnano a riservare. A ciò va aggiunto che la distribuzione geografica della capacità di generazione rinnovabile in Europa rende opportuno lo scambio di capacità di riserva tra paesi membri. Ad esempio, paesi con un lunga linea costiera e alti potenziali per lo sfruttamento della risorsa eolica potrebbero accedere alla capacità di riserva disponibile in paesi posti più all'interno. Questo implica che le regole di selezione delle offerte e le procedure di valorizzazione delle offerte accettate devono essere armonizzate a livello europeo.

#### **2.4 Implicazioni della struttura dei costi delle rinnovabili sul disegno di mercato**

Un altro set di interventi da apportare al disegno di mercato tradizionale riguarda la rimozione di tutti gli ostacoli presenti nel mercato – in tutte le sue fasi temporali – che impediscono la formazione di prezzi elevati in periodi di scarsità. Come illustrato nella parte introduttiva di questa sezione, i ridotti costi variabili nella struttura dei costi degli impianti rinnovabili ha l'effetto di comprimere i prezzi spot in un numero molto elevato di ore lasciando ai generatori convenzionali due possibilità per coprire i propri costi. Essi possono vendere energia a prezzi elevati nelle ore di picco sui mercati spot, oppure possono fornire energia e capacità di riserva al Gestore del sistema nei mercati dei servizi ancillari. Affinché i ricavi così ottenuti siano sufficienti a coprire interamente i costi di questi generatori occorre che i mercati operino in modo efficiente nelle situazioni di scarsità, consentendo ai prezzi di salire anche a livelli molto elevati. Gli interventi più urgenti riguardano l'eliminazione delle misure introdotte dalla regolazione per contenere i prezzi spot e la definizione di regole che favoriscano gli arbitraggi tra i mercati dell'energia e dei servizi ancillari in tutte le fasi temporali.

Al fine di rimuovere gli interventi regolatori volti a mitigare i prezzi spot occorre, per prima cosa, eliminare i vincoli imposti ai generatori per limitarne il potere di mercato (prezzi regolati, price cap, etc). Questi interventi sono giustificati solo nel caso in cui sussista una situazione di monopolio. In secondo luogo, è importante predisporre sistemi di monitoraggio dei mercati in grado di distinguere tra gli aumenti di prezzo dovuti ad abusi di potere di mercato – che vanno affrontati seguendo l'approccio tipico della disciplina antitrust – e gli aumenti che sono invece dovuti a dinamiche di mercato quali, ad esempio, la scarsità dell'offerta di un determinato servizio.<sup>8</sup>

La definizione di regole di mercato che favoriscano la possibilità di arbitrare tra le diverse fasi del mercato avrebbe l'effetto di favorire un allineamento dei prezzi che si formano sui diversi mercati nelle varie fasi temporali. In particolare, si consentirebbe la propagazione di picchi di prezzo dovuti a situazioni di scarsità da un mercato all'altro. Questo favorirebbe un aumento della redditività degli impianti più flessibili e fornirebbe un maggiore incentivo a investire in questo tipo di capacità di generazione.

### **3. Il nuovo modello di sviluppo della capacità di generazione vedrà la coesistenza di meccanismi di mercato e di logiche pianificatorie**

Nella sezione precedente abbiamo argomentato che l'espansione della produzione da fonte rinnovabile avrà come effetto un aumento della rischiosità dell'attività di generazione per effetto dell'interazione di due fattori. In primo luogo la disponibilità intermittente di alcune fonti rinnovabili, quali il sole e il vento, accentuerà la volatilità dei prezzi dell'energia elettrica. In secondo luogo, gli ampi tratti della curva di offerta di sistema a prezzo assai ridotto, corrispondenti alla capacità di generazione con costi variabili pressoché nulli, determineranno equilibri concorrenziali di lungo periodo caratterizzati da un numero elevato di ore con prezzi molto bassi e un numero assai

<sup>8</sup> Vedi Twomey P., R. Green, K. Neuhoﬀ e D. Newberry, "A Review of Monitoring Market Power", Cambridge Working Papers in Economics (2004)

ridotto di ore in cui il prezzo dell'energia elettrica è assai elevato.

Tali elementi di rischio possono amplificare le preoccupazioni circa la possibilità che il meccanismo di mercato attragga investimenti in capacità di generazione efficienti – per livello e tipologia. Queste preoccupazioni hanno già motivato, in alcuni mercati elettrici degli Stati Uniti, l'introduzione di elementi di pianificazione dello sviluppo della capacità di generazione.

L'intervento pubblico finalizzato a garantire l'adeguatezza della capacità di generazione, nei mercati degli Stati Uniti, è basato su aste per l'approvvigionamento di capacità su orizzonti temporali più lunghi di quelli coperti dai contratti negoziati sul mercato. L'intervento pianificatorio viene realizzato attraverso la fissazione, da parte del gestore del sistema, degli obiettivi di capacità di generazione da approvvigionare, in termini sia di livello, tipologia e localizzazione. I costi netti generati dai contratti approvvigionati attraverso le aste sono trasferiti ai consumatori di energia elettrica.

In Europa il dibattito sui meccanismi per la remunerazione della capacità di generazione si è sviluppato più recentemente, in particolare in risposta alla situazione di eccesso di capacità di generazione rispetto alla domanda, caduta per effetto della crisi economica globale, che in alcuni Paesi ha impattato sulla redditività dei generatori esistenti.

In Italia un meccanismo ispirato a quelli adottati in alcuni mercati degli Stati Uniti è stato recentemente proposto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (Documento di consultazione 28/2010).

Motivazioni per l'intervento pubblico in materia di adeguatezza della capacità installata sono state tradizionalmente trovate in due aree. In primo luogo, alcuni elementi del disegno dei mercati spot – o dei meccanismi di mitigazione del potere di mercato – possono impedire ai prezzi di raggiungere livelli sufficientemente elevati anche in situazioni in cui ciò sia giustificato da condizioni di effettiva scarsità dell'offerta rispetto alla domanda. Nel dibattito degli Stati Uniti questo filone di motivazioni è riconducibile al cosiddetto "missing money problem".

La seconda linea di motivazioni per l'intervento pubblico in materia di adeguatezza della capacità installata è collegata alle specifiche condizioni di rischiosità del settore. Il fatto che variazioni anche modeste delle condizioni di domanda e di offerta possano impattare drammaticamente sulla redditività degli investimenti, e la natura indivisibile di questi, determinerebbe una tendenza al sottoinvestimento in capacità di generazione e una ciclicità del margine di riserva più elevata di quanto sarebbe socialmente desiderabile.

Rispetto a questa linea di motivazioni a favore dell'intervento pubblico in materia di adeguatezza della capacità di generazione, l'espansione della capacità di generazione rinnovabile ha un effetto potenziante, in quanto si traduce in una curva di offerta di energia elettrica di mercato più piatta e più variabile. Una curva di offerta più piatta fa sì che una quota maggiore dei costi fissi debba trovare copertura nelle poche ore in cui la capacità disponibile si avvicina al pieno utilizzo. La maggiore volatilità dell'offerta acuisce – a parità di altre condizioni – il rischio che le condizioni di scarsità da cui dipende la copertura di una quota crescente dei costi fissi di generazione si verifichino in misura inferiore a quanto previsto al momento dell'investimento.

A tali rischi vanno ad aggiungersi quelli collegati al ruolo crescente dell'Autorità pubblica nelle decisioni di sviluppo del parco di generazione. Appare infatti evidente che l'attrazione di capitale negli investimenti necessari alla decarbonizzazione della produzione di energia elettrica non potrà avvenire in assenza di una assunzione da parte dei consumatori, per il tramite delle autorità pubbliche, di una quota significativa dei rischi. Questo significa che le decisioni di sviluppo del parco di generazione – quanto meno per la capacità alimentata da fonti rinnovabili – non rifletteranno, o rifletteranno solo parzialmente, le consuete logiche di mercato ma saranno determinate dalle decisioni dell'Autorità pubblica.

L'assetto futuro dell'attività di generazione appare allora caratterizzato dalla presenza simultanea di uno stock di capacità realizzata nell'ambito delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili, il cui rischio è trasferito dagli investitori ai consumatori, e di uno stock di capacità di generazione realizzata in assenza di sostegno, il cui rischio resta – in qualche misura – in capo agli investitori. In questo contesto la redditività della capacità di generazione che non beneficia del sostegno pubblico sarà drammaticamente condizionata dalle scelte (pubbliche) in materia di dimensionamento della capacità sussidiata.

La sostenibilità di un tale modello ibrido di sviluppo della capacità di generazione, in cui elementi di pianificazione ed elementi di mercato coesistono, deve essere ancora verificata. Qualora tale coesistenza fosse impossibile, l'investimento "di mercato" sarà progressivamente spiazzato da quello controllato (cioè remunerato) per via amministrativa e lo sviluppo dell'intera capacità avverrà secondo una logica di pianificazione centralizzata.

Le implicazioni per il disegno di mercato dell'introduzione di elementi di pianificazione nello sviluppo della capacità di generazione non sono state ancora adeguatamente investigate. È prevedibile tuttavia che i meccanismi attraverso cui avviene la selezione della capacità di generazione, di cui i consumatori si impegnano a coprire i costi, assumeranno nel tempo una importanza crescente. Ciò non significa comunque che i mercati spot, inclusi quelli infra-giornalieri e di bilanciamento, avranno un ruolo meno importante; essi continueranno ad essere uno strumento cruciale ai fini dell'utilizzo efficiente delle risorse disponibili in ciascun momento.

## GLOSSARIO

### Attività di trasmissione

Attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla Rete. Dell'attività di trasmissione fanno parte:

- la gestione unificata della Rete e delle parti delle stazioni elettriche non comprese nella medesima ma ad essa comunque connesse e funzionali all'attività di trasmissione ai sensi dell'articolo 3, comma 5, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999;
- la programmazione e l'individuazione degli interventi di sviluppo;
- l'autorizzazione annuale degli interventi di manutenzione.

### Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG)

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

### Biomassa

Tutte quelle sostanze organiche prodotte da organismi viventi e derivanti da processi produttivi (ad esempio raccolti o residui di raccolti, deiezioni animali, ecc.) o sviluppatasi naturalmente (piante terrestri ed acquatiche, ecc.) o prodotti espressamente (legna da ardere, ecc.) che possono essere usati come combustibile.

### Borsa elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

### Cella fotovoltaica

Elemento base del pannello fotovoltaico. È costituita da un sottile strato di materiale semiconduttore, in genere silicio, di dimensioni pari a circa 10x10 cm., opportunamente trattato, che converte la radiazione solare in elettricità.

### Centrale

Un impianto comprendente una o più unità di generazione (unità/gruppi), anche se separate, di proprietà e/o controllato dallo stesso produttore e/o autoproduttore.

### Dispacciamento

È l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della RTN, delle reti ad essa connessa e dei servizi ausiliari del sistema elettrico.

Dispacciamento di merito economico 115 Attività svolta dal GME per conto di Terna S.p.A., ai sensi dell'articolo 5.2 del dlgs 79/99 e nell'ambito delle previsioni contenute nelle delibere 111/06 e 48/04 dell'AEEG nonché nel Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico. Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta e, a parità di questo, sulla base delle priorità specificamente attribuite alle diverse tipologie di unità da Terna s.p.a.. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente da Terna S.p.A.. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia le quantità di energia prodotte da impianti di produzione con potenza minore di 10 MVA, da impianti di produzione CIP6, da impianti di produzione che cedono energia tramite contratti

bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

**Distribuzione**

È il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione ad alta, media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali.

**Energia eolica**

È l'energia meccanica presente nel vento e che può essere sfruttata per produrre energia meccanica o elettrica. Le pale delle macchine eoliche vengono messe in rotazione dal movimento dell'aria. L'energia così ottenuta può azionare generatori elettrici.

**Energia idraulica**

Forma di energia ottenuta a seguito della caduta dell'acqua attraverso un dislivello; è una risorsa naturale disponibile ove esista un considerevole flusso costante d'acqua.

**Energia solare**

È l'energia prodotta da impianti fotovoltaici.

**Fonti energetiche convenzionali**

Olio combustibile, carbone e gas naturale.

**Fonti energetiche rinnovabili**

Il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei rifiuti organici e inorganici.

**Fotovoltaico**

Impianto nel quale le cellule fotovoltaiche, assemblate in moduli, trasformano la luce solare in energia elettrica, sfruttando le proprietà fisiche di alcuni semiconduttori come il silicio.

**Generatore**

Macchina elettrica che effettua la trasformazione da una fonte di energia primaria in energia elettrica.

**Gestione della rete**

Insieme della attività e delle procedure che determinano il funzionamento e la previsione del funzionamento, in ogni condizione, di una rete elettrica; tali attività e procedure comprendono la gestione dei flussi di energia elettrica, dei dispositivi di interconnessione e dei servizi ausiliari necessari, nonché le decisioni degli interventi di manutenzione e sviluppo.

**Gestore della rete**

Persona fisica o persona giuridica che gestisce, anche non avendone la proprietà, una rete elettrica.

**Gestore del mercato elettrico - GME S.p.a.**

È la società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. In particolare il GME gestisce il Mercato del giorno prima dell'energia, il Mercato di Aggiustamento, il Mercato dei servizi di dispacciamento ed i Mercati per l'Ambiente.

**Grossista**

Persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione.

**Impianto di produzione di energia elettrica**

Complesso delle apparecchiature destinate alla conversione dell'energia fornita da qualsiasi fonte primaria in energia elettrica consegnata alla rete di trasmissione o di distribuzione.

**Impianti di trasmissione**

Infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione dell'energia elettrica facenti parte della RTN, quali ad esempio le linee e le stazioni di smistamento e di trasformazione.

**Interconnessione di reti elettriche**

Collegamento fra reti elettriche necessario al trasferimento di energia elettrica.

**Linea di interconnessione**

Linea elettrica in alta tensione in corrente alternata (c.a.) o in corrente continua (c.c.) che collega due diverse reti elettriche di trasmissione o di distribuzione o anche due aree di generazione.

**Linea di Trasmissione**

Linea elettrica ad alta o altissima tensione, aerea o in cavo, destinata al trasporto dell'energia elettrica dagli impianti di produzione alle reti di distribuzione o agli utenti.

**Market coupling**

Meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi Stati nazionali finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (scambi transfrontalieri). Si pone come obiettivo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità di interconnessione secondo criteri di economicità (garanzia che i flussi di energia siano diretti dai mercati con prezzi minori, verso quelli con prezzi relativamente più elevati).

**Mercato di aggiustamento (MA)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Durante tutta la fase 2 e, transitoriamente, anche durante la fase 3, su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato del giorno prima (MGP)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.. Qualora accettate, le prime sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, le seconde al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato infragiornaliero (MI)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Le offerte sono accettate dal GME in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato libero**

Ambito in cui operano in regime di concorrenza produttori e grossisti di energia elettrica sia nazionali che esteri per fornire energia elettrica ai clienti idonei.

**Mercato della Riserva (MR)**

È il mercato previsto a regime nell'ambito del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per l'approvvigionamento della riserva secondaria e terziaria.

**Mercato per la Risoluzione delle Congestioni (MRC)**

È il mercato previsto a regime nell'ambito del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per l'approvvigionamento delle risorse necessarie alla risoluzione delle congestioni.

**Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)**

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

**Operatore elettrico**

Persona fisica o giuridica che è ammessa ad operare sul mercato elettrico o dei certificati verdi.

**Pay as bid**

Regola di valorizzazione adottata sul MSD, in base alla quale ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

**Produttore**

Persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di generazione.

**Rete di distribuzione**

Qualunque rete con obbligo di connessione di terzi fatta eccezione per la rete di trasmissione nazionale, ivi incluse le porzioni limitate della medesima, nonché per la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato S.p.A., non facente parte della rete di trasmissione nazionale.

**Rete di trasmissione**

È l'insieme di linee di una rete usata per trasportare energia elettrica, generalmente in grande quantità, dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.

Rete di trasmissione nazionale (RTN)

Rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999 e dalle successive modifiche e integrazioni.

**Rete elettrica**

Insieme di impianti, linee e stazioni per la movimentazione di energia elettrica e la fornitura dei necessari servizi ausiliari.

**Rete interconnessa**

Complesso di reti di trasmissione e di distribuzione collegate mediante più dispositivi di interconnessione.

**Sistema elettrico nazionale**

Il Sistema elettrico nazionale è costituito dall'insieme degli impianti di produzione, dalle reti di trasmissione e distribuzione, dai servizi ausiliari e dai dispositivi di interconnessione e dispacciamento ubicati sul territorio italiano.

Solare termico

Impianto nel quale un pannello solare, o collettore, cattura l'energia del sole e la converte in calore, grazie a uno speciale fluido termovettore che poi riscalda l'acqua in un serbatoio.

**Sviluppo sostenibile**

Implica lo sviluppo economico insieme alla protezione della qualità ambientale.

**TEP**

Tonnellate Equivalenti di di Petrolio. Unità convenzionale di misura delle fonti energetiche pari all'energia ottenuta dalla combustione di una tonnellata di petrolio.

**Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.**

È la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. L'assetto attuale è il risultato dell'acquisizione nel mese di novembre 2005 del ramo di azienda del GRTN come definito dal DPCM 11 maggio 2004. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

**Trasmissione**

Attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta ed altissima tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia auto- prodotta.

**Utente della rete**

Persona fisica o giuridica che rifornisce o è rifornita da una rete di trasmissione o di distribuzione.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

note

A series of horizontal dotted lines for writing notes, starting from the top left and extending across the page.

