

Studi di Settore

La Borsa Elettrica Italiana

Servizio Studi e Ricerche

Maggio 2004



Banca Intesa

Indice

Executive Summary	3
1. Modelli di Borsa Elettrica.....	7
2. La Borsa Elettrica italiana all'interno delle linee guida del mercato elettrico italiano	11
3. Il funzionamento dei mercati: la disciplina del mercato elettrico e le condizioni di erogazione del dispacciamento	16
3.1 La disciplina del mercato elettrico.....	16
3.2 Gli indici di monitoraggio del mercato e le misure a promozione della concorrenza	23
3.3 I contratti bilaterali e per differenza stipulati dall'Acquirente Unico	25
3.4 I primi risultati delle contrattazioni sulla Borsa Elettrica Italiana.....	29
4. Le esperienze straniere: i risultati più significativi	33
4.1 Le borse elettriche "fisiche".....	33
4.2 Le borse elettriche finanziarie in Europa.....	39
4.3 Il Nordpool	46
Appendice 1: il mercato della riserva e il sistema di remunerazione transitoria della capacità per il 2004.....	48
Appendice 2: il load profiling e la delibera 118/03	50
A.1 Una rassegna dei diversi metodi	50
A.2 La scelta italiana: la delibera 118/03 dell'AEEG	53

Maggio 2004

A cura di: Luigi Napolano - Servizio Studi e Ricerche

Tel. 02 8647 5064

luigi.napolano@bancaintesa.it

*Appendice 2: il load profiling e la delibera 118/03 a cura di Osservatorio Energia ref.,
che si ringrazia per la gentile collaborazione*

*Si ringrazia Alberto Capuano – Finanza Strutturata – Banca Intesa per la
collaborazione nella stesura del testo*

Executive Summary

Con il primo aprile di quest'anno, a cinque anni dall'entrata in vigore del Decreto Bersani, anche in Italia è partita la Borsa dell'Energia Elettrica, che è stata battezzata IPEX – Italian Power Exchange. Vista da molti come il simbolo del processo di liberalizzazione dei mercati elettrici, su di essa si addensano forti aspettative, in quanto la Borsa sarebbe lo strumento in grado di creare competizione tra i produttori, fornirebbe ai clienti finali un luogo di contrattazione per cercare liberamente il proprio fornitore, creerebbe gli incentivi per la formazione di un mercato di prodotti derivati che abbiano come sottostante il prezzo dell'energia elettrica e, infine, creerebbe le condizioni per una riduzione dei prezzi dell'elettricità in Italia.

Questo studio cerca di circostanziare queste affermazioni, in parte ridimensionandole, cercando di enucleare la parte di verità in esse contenute. La principale conclusione che viene raggiunta è in fondo molto banale: **le Borse elettriche, in qualunque paese siano state impiantate e qualsiasi siano le regole di funzionamento che per esse siano state definite, non possono fare altro che riflettere la struttura di mercato sottostante.** In altri termini, livello, trend e volatilità dei prezzi sono primariamente funzione della struttura e dell'efficienza del parco di generazione elettrica; in secondo luogo della struttura del mercato, ossia del numero di produttori, trader e grossisti che operano sul mercato e del grado di concentrazione dell'offerta; solo in terzo luogo, le regole di funzionamento della borsa elettrica possono avere un'influenza (perlopiù minima) sull'efficienza del mercato. **Pertanto, le Borse elettriche sono più uno specchio del sistema che un agente del suo mutamento.** E' esemplificativo quanto accadde durante il periodo di funzionamento della Borsa elettrica inglese, l'ormai soppresso England and Wales Pool. Il prezzo sul mercato all'ingrosso in Inghilterra, nei dieci anni di funzionamento dell'E&W Pool, rimase sostanzialmente stabile, quando addirittura non crebbe¹. Del resto, la struttura produttiva inglese era in quegli anni alquanto vetusta, basata su vecchie centrali a carbone e nucleari, e gli operatori sul mercato all'inizio erano solamente due, National Power e Power Gen, nate dalla scissione imposta dal Governo al vecchio monopolista di Stato, cui si aggiungeva British Energy (di proprietà allora statale) a cui erano stati assegnati gli impianti nucleari. Più volte il regolatore intervenne per identificare comportamenti di manipolazione del mercato, giungendo anche ad imporre alle società ulteriori dismissioni di *assets* per favorire l'ingresso di nuovi entranti, senza però che ciò determinasse cambiamenti radicali nell'andamento del prezzo all'ingrosso. Gli incentivi a cooperare in un mercato in cui sono presenti sempre gli stessi pochi operatori erano in sostanza troppo forti.

L'esperienza inglese allora vuole dire che le borse elettriche sono inutili? Non proprio. Infatti, **la presenza di un mercato regolamentato con regole chiare e trasparenti per tutti gli operatori, la riduzione del rischio di controparte e la liquidità agli scambi che garantisce, sono tutti fattori che permettono la formazione di un prezzo di riferimento del sistema** che assolve a svariate funzioni, in quanto (tra le tante):

- Viene utilizzato dagli investitori per le loro decisioni di spesa;
- Viene impiegato per la definizione delle tariffe per i clienti finali;

¹ Le tariffe finali ai consumatori scesero principalmente per mezzo degli interventi del regolatore sulle tariffe di trasmissione e distribuzione

- Può essere sfruttato da operatori finanziari per la costruzione di indici e prodotti derivati per la copertura del rischio di prezzo.

Naturalmente, perché questo accada è necessario che il mercato sia sufficientemente spesso e sia considerato credibile dagli operatori. Se la Borsa riesce ad assumere questo ruolo, allora non manca di avere effetti rilevanti, anche se a medio-lungo termine. Ancora il caso inglese ci può essere d'aiuto per comprendere l'effetto pratico di questi mercati. Durante il decennio di esistenza dell'E&W Pool, sul mercato inglese è nato un fiorente mercato *over the counter* di contratti fisici per forniture a medio termine (di solito massimo due anni), cioè contratti di cessione forward di energia a prezzo fisso, e di contratti a copertura di tale rischio prezzo, tipicamente tramite contratti swap (o *contract for differences*) in cui il produttore paga all'acquirente la differenza tra il prezzo di borsa e il prezzo definito nel contratto, se quest'ultimo è inferiore, e viceversa se il prezzo di borsa è inferiore al prezzo del contratto. Ancora più rilevante, gli operatori fisici interessati ad entrare sul mercato anglosassone hanno avuto a disposizione una storia di prezzi di mercato, sufficientemente stabile e credibile, su cui basare le proprie decisioni di investimento; ciò ha avuto l'effetto di incentivare gli investimenti in centrali con tecnologia ciclo combinato a gas (CCGT), che risultavano essere più efficienti di quelle esistenti e quindi in grado di ricavare un elevato margine rispetto ai prezzi di riferimento dati dal Pool. Nel giro di pochi anni, quindi, il sistema elettrico inglese è profondamente mutato, divenendo più efficiente e sofisticato sia dal punto di vista tecnico (in quanto il parco di generazione ha aumentato i propri rendimenti), sia dal punto di vista della strumentazione contrattuale usata per gli scambi. Quando l'E&W Pool è stato abolito, nell'aprile del 2000, il mercato ha continuato ad operare in maniera efficiente: gli usuali meccanismi di contratti bilaterali e di contratti swap, ormai divenuti maturi, sono ulteriormente cresciuti di volume; gli investimenti effettuati hanno portato il sistema in eccesso di capacità, immediatamente segnalato dal mercato con un forte calo dei prezzi che, se ha mandato in crisi molte società, ha fortemente beneficiato i consumatori.

In sostanza, quindi, **la presenza di una Borsa elettrica facilita e rende più fluido il processo di liberalizzazione, nella misura in cui rende evidente e più trasparenti il prezzo e le meccaniche di formazione sottostanti. Tuttavia non le modifica: sono gli investimenti, la dinamica della domanda e l'evoluzione del grado di concentrazione del mercato che cambiano i trend di prezzo** che si possono vedere in Borsa, non il contrario.

Inoltre, le caratteristiche fisiche della commodity "energia elettrica" sono tali per cui anche nel più efficiente e concorrenziale sistema alcune operazioni risulteranno essere estremamente complesse. L'impossibilità di stoccare il bene e di bilanciare sempre domanda e offerta (pena black out che però non sono socialmente accettabili in quanto l'energia elettrica è pur sempre un bene pubblico) determinano una volatilità dei prezzi che possono essere anche dieci-venti volte superiori a quella di altre commodities. Se infatti tipicamente una commodity come il petrolio ha livelli storici di volatilità intorno al 30-40% e il gas naturale si muove intorno al 50%, nelle borse elettriche più efficienti sono normali volatilità medie comprese tra il 200% e il 300%, con picchi, in momenti di particolare tensione, superiori a fattori di 12. Le caratteristiche del sottostante rendono estremamente elevato il basis risk sui futures, e molto costose le opzioni; ciò spiega il maggiore successo dello swap nella forma del contract for differences. **Operare sulla Borsa Elettrica e sui mercati dei derivati ad essa legati non è quindi facile: sono certamente favoriti gli operatori dotati di un *back-up* fisico** (cioè impianti

di produzione), in quanto ciò permette di limitare il rischio di posizioni non bilanciate sulla domanda o sull'offerta; **ma vi possono operare con successo anche trader e istituzioni finanziarie con una conoscenza approfondita delle dinamiche del mercato elettrico di riferimento**².

Non bisogna quindi attendersi effetti miracolistici dall'avvio della Borsa elettrica italiana. Il sistema produttivo italiano resta ancora caratterizzato da molti vincoli di natura tecnica e da una forte concentrazione dell'offerta. Solamente la progressiva entrata in funzione dei nuovi impianti in corso di autorizzazione e in alcuni casi in corso di costruzione, anche da parte di nuovi operatori, favorirà la discesa dei prezzi tanto attesa dai consumatori, anche se mai a livelli comparabili con quelli di altri paesi europei che si basano più di noi su carbone e nucleare. Anche dal punto di vista della strumentazione finanziaria, prevediamo che i contratti bilaterali e i contratti per differenza permarranno gli strumenti preferiti dagli operatori. Tuttavia, la liquidità e una certa trasparenza che l'IPEX fornirà al mercato dovrebbe fornire agli operatori i segnali economici relativamente a dove investire nella produzione e nella rete e ai regolatori le indicazioni di dove e come intervenire per prevenire comportamenti di manipolazione del mercato.

Nel proseguio verranno declinate le argomentazioni sopra discusse. Nel primo capitolo viene fornita una classificazione delle borse elettriche suddivise in due macro-categorie; i) le borse "fisiche", come molte di quelle statunitensi, quella spagnola e in fondo anche quella italiana, così chiamate in quanto forniscono ai gestori del sistema indicazioni di programmazione e gestione degli impianti, replicando con meccanismi di mercato le modalità tecniche gestionali; ii) le borse "finanziarie", come la borsa tedesca, quella francese, olandese e inglese, che non danno invece indicazioni di programmazione gestionale o tecnica, ma sono più propriamente dei luoghi di puro scambio volti a facilitare la liquidità e la trasparenza dei contratti tipicamente applicati nelle negoziazioni tra fornitori ed acquirenti. Le due diverse tipologie di borsa sono espressione di politiche economiche ed energetiche molto diverse, le une che vedono le borse come strumento per favorire la liberalizzazione del mercato, le altre che, da un certo punto di vista, considerano la liberalizzazione come un dato di fatto acquisito dal sistema e lasciano agli operatori privati la libertà di strutturare per via autonoma un mercato regolamentato, se ritengono che questo strumento possa facilitare gli scambi e rappresenti un mezzo efficiente di generazione di profitti. È evidente che anche gli obiettivi di queste due categorie di borse sono estremamente diversi; conseguentemente, la valutazione della loro efficacia deve essere basata su parametri differenziati.

Alla luce dei risultati del primo capitolo, nel secondo si inquadra la Borsa elettrica italiana all'interno del contesto di mercato e regolamentare italiano stabilito con il Sistema Italia 2004; se ne descrive poi la regolamentazione e i risultati del primo mese di contrattazione, e si giunge alla conclusione che la borsa elettrica in Italia non potrà nel breve periodo far calare i prezzi, date le condizioni di mercato del sistema, ma potrà essere un utile strumento per avvicinare la pratica operativa a quella contrattuale e fornire finalmente un prezzo di riferimento al mercato, con le funzioni fondamentali descritte in questa introduzione.

² *Va ricordato che diversamente da altre commodity come il petrolio, i mercati elettrici hanno ancora forti caratteristiche locali, in quanto comunque inscindibilmente legati ad una rete fisica che veicola il bene. Il superamento dei confini nazionali è possibile nella misura in cui proceda l'integrazione fisica tra i mercati, in altri termini che vengano rafforzate le linee di interconnessioni tra i diversi paesi. Per certi versi, questa è già la realtà dell'area scandinava e dell'Europa Continentale.*

Nel terzo capitolo, si fa una carrellata delle principali esperienze statunitensi ed europee, descrivendone sinteticamente le caratteristiche e i risultati, sempre alla luce del *framework* concettuale impostato nel primo capitolo.

Il lavoro si conclude con due appendici, la prima delle quali descrive le regole transitorie per il 2004 per il corrispettivo di capacità e descrive le linee guida del futuro mercato della capacità. Nella seconda appendice, è descritta (a cura dell'Osservatorio Energia dell'istituto di ricerca ref. di Milano) la problematica del load profiling, uno dei provvedimenti tecnici di maggiore importanza per permettere che l'applicazione delle nuove modalità di programmazione e dispacciamento impostate con l'avvio della borsa elettrica non determini scompensi gestionali ed economici rispetto all'attuale dotazione di misuratori in essere per le utenze italiane.

1. Modelli di Borsa Elettrica

Cos'è e a che cosa serve una Borsa Elettrica? Si tratta della prima questione cui merita di essere data una risposta, perché proprio dagli obiettivi che si vuole darne discendono impostazioni differenti, cui possono essere ricondotte tutte le Borse elettriche nate in mercati liberalizzati.

Le Borse Elettriche sono, nel senso più ampio del termine, mercati centralizzati e regolamentati dove gli operatori scambiano contratti di acquisto e vendita di energia elettrica. La natura di tali contratti può essere fisica o finanziaria; da tale differenza nasce la diversa impostazione di tali mercati.

Una Borsa Elettrica fondata sullo scambio di contratti fisici di energia elettrica ha l'obiettivo di definire, per via decentralizzata (ossia per mezzo delle offerte di acquisto e di vendita poste dagli operatori), i programmi di immissione e prelievo dell'energia sulla rete elettrica. In altre parole, definisce per via di mercato lo *unit commitment* (ossia la programmazione) degli impianti. Solitamente questo avviene su un mercato chiamato "mercato del giorno prima", dove i produttori presentano le loro offerte di vendita di energia elettrica e dove vengono selezionati a produrre sulla base di una regola ascendente di prezzo (*merit order*), fino al completo soddisfacimento della domanda. Quest'ultima, a sua volta, può essere espressa per via amministrativa dal gestore dei flussi di energia (cioè il gestore della rete elettrica o *Independent System Operator - ISO*, con terminologia anglosassone), o per via "decentralizzata" dagli operatori dal lato della domanda. Borse fisiche che definiscono un criterio di programmazione di mercato per la selezione degli impianti sono il vecchio Power Pool inglese, la borsa spagnola (OMEL), quella scandinava (NordPool) e quella italiana (IPEX), oltre a numerose borse statunitensi. Va detto che non necessariamente tutta l'offerta e tutta la domanda debbono transitare in Borsa. In altri termini, può essere stabilito che gli operatori siano liberi di vendere la loro energia in Borsa – che funge di fatto come operatore aggregatore della domanda – così come di accordarsi privatamente tra loro, tramite contratti di compravendita chiamati contratti bilaterali o *forward*. Spetta poi agli operatori istituzionali (gestore della rete di trasmissione o gestore della borsa elettrica, a seconda della regolamentazione), riconciliare i flussi di energia provenienti dal *merit order* e dai contratti bilaterali in modo da garantire l'equilibrio istante per istante della domanda e dell'offerta sul sistema elettrico. Si noti che solamente il vecchio England&Wales PowerPool inglese e – di fatto – l'OMEL spagnolo sono modelli di borsa elettrica "obbligatoria".

In un modello di borsa di questo tipo normalmente viene determinato un equilibrio domanda offerta su base oraria, in modo da rispecchiare le esigenze di programmazione del sistema elettrico. Il prezzo che emerge da tale equilibrio è detto *system marginal price (smp)*, proprio in quanto viene fissato dall'ultima unità chiamata a produrre. Il prezzo può essere unico su base nazionale oppure si può decidere di segmentare il mercato sulla base dei flussi e dei vincoli della rete. In questo caso si parla di *dynamic market splitting*; il mercato cioè può segmentarsi in zone qualora emergano colli di bottiglia tra le diverse aree servite e in questo caso ogni area definisce un proprio equilibrio domanda/offerta, esprimendo un proprio prezzo detto prezzo zonale. Vi sono diverse borse operanti sul meccanismo del mercato zonale: dal NordPool scandinavo al PJM, NePool e NYPP statunitensi all'IPEX italiano, mentre la principale borsa basata sulla regola di prezzo *smp* è l'OMEL spagnolo, oltre ovviamente alla prima borsa elettrica storicamente costituita, l'ormai chiuso England&Wales Power Pool.

A fianco del mercato del giorno prima, la borsa elettrica “fisica” può presentare ulteriori mercati, che servono ad adeguare lo unit commitment definito sul mercato del giorno prima con il dispacciamento in tempo reale degli impianti.³ Possono nascere così mercati di aggiustamento (*intra-day markets*), in una o più sessioni, dove gli operatori possono adeguare le loro offerte mano a mano che si precisano i dati sulla domanda. Inoltre, possono essere istituiti dei mercati per l’approvvigionamento di quelle risorse necessarie al dispacciatore per adeguare in tempo reale il sistema (energia di riserva, risoluzione delle congestioni, bilanciamento). In questo caso, gli operatori pongono offerte per la loro disponibilità a fornire tali servizi. Qualora il dispacciatore abbia la necessità di attivarli, sulla base delle informazioni a sua disposizione, lo farà insidaciabilmente, remunerando però gli operatori per la loro disponibilità sulla base delle offerte da loro presentate. Questa regola di prezzo è detta *pay-as-bid*.

Anche i mercati di aggiustamento e di reperimento dei servizi di sistema, presenti, come vedremo, nel sistema di mercato italiano, non sono una sua peculiarità. La Borsa spagnola OMEL e quelle statunitensi sono strutturati, almeno in parte, in questo modo. Anche nell’attuale sistema inglese di mercato (NETA), che è basato esclusivamente sulla contrattazione bilaterale tra gli operatori, esiste un mercato centralizzato dei servizi di dispacciamento gestito dal gestore della rete elettrica nazionale inglese.

Le borse come mercati centralizzati di contratti esclusivamente finanziari hanno natura e obiettivi completamente opposti. In questi casi, la borsa elettrica non esprime un programma di funzionamento degli impianti, ma è solamente una piattaforma centralizzata di scambio, che garantisce certezza di controparte, standardizzazione contrattuale e trasparenza delle transazioni e dei prezzi che emergono dagli scambi. In altri termini, la gestione contrattuale e quella fisica dei flussi di elettricità vengono separate e si muovono per via autonoma. Questi modelli di borsa non necessariamente sorgono per via centralizzata; possono infatti nascere anche sulla base di iniziative autonome da parte di privati. In questi modelli di borsa sono normalmente scambiati prodotti che replicano i sottostanti contratti fisici di vendita di energia elettrica, come ad esempio contratti *baseload* (per forniture continuative su tutto l’arco della giornata) o *peakload* (per forniture unicamente nelle ore di maggior carico), contratti *spot* su base oraria, contratti forward per forniture di base settimanale. Emergono anche contratti futures (mensili, stagionali, annuali) e opzioni che utilizzano come sottostante gli indici costruiti sui contratti “semplici” sopra descritti. Modelli di Borsa di questo tipo sono quelli predominanti in Europa attualmente – l’EEX tedesco, l’APX olandese, il Powernext francese, l’UKPX inglese. Normalmente su tali mercati sono scambiati volumi inferiori di energia elettrica rispetto alle borse fisiche, ma i prezzi presentano una maggior volatilità e sono meglio utilizzabili per la strutturazione di contratti derivati di copertura del prezzo. Va tuttavia segnalato che il principale strumento derivato utilizzato per la copertura del rischio di prezzo è un contratto tipicamente scambiato su sistemi Over the Counter (OTC), cioè uno *swap* che nel mercato elettrico assume spesso anche il nome di *Contract for Differences (cfd)*. Gli operatori utilizzano questo contratto come copertura di un’operazione *forward* in cui viene definita una cessione a termine di energia elettrica a prezzo fisso; se il prezzo del mercato di borsa di riferimento eccede il prezzo stabilito nel contratto, normalmente il produttore rimborsa

³ L’impossibilità di stoccare energia elettrica determina la necessità da parte di un operatore centrale di gestire i flussi in transito sulla rete in maniera da adeguare costantemente e in tempo reale la domanda con l’offerta. Tale ruolo è appunto quello del dispacciamento e viene di solito svolto dal gestore della rete elettrica nazionale (in Italia il GRTN).

della differenza il consumatore, e viceversa se il prezzo scende sotto il prezzo prestabilito. Naturalmente, è importante definire per via contrattuale quali indici utilizzare per il *settlement* di tali differenze. Anche se swap o cfd non sono normalmente oggetto di un mercato regolamentato, il ruolo delle borse non necessariamente viene svuotato: spesso queste assumono un ruolo di *clearing house* delle contrattazioni OTC (è il caso per esempio del NordPool dove il ruolo di clearing house è largamente il principale per volumi e ricavi tra tutti i prodotti offerti).

I due macro-modelli di borsa, come chiaramente evidenziato prima, possono assumere forme diverse e possono anche essere combinati. Ad esempio il NordPool, che è una borsa non obbligatoria, purtuttavia definisce un merit order attraverso la procedura del market splitting e quindi presenta caratteristiche tipiche della borse "fisiche"; d'altro canto gestisce anche mercati di derivati sui futures e sulle opzioni ed opera come clearing house degli swap scambiati OTC. Nelle borse fisiche zonali statunitensi, ad esempio, sono scambiati contratti derivati che coprono gli operatori dalle fluttuazioni del prezzo del *transmission right*, ossia della differenza di prezzo tra le due zone che definisce il costo di tenere impegnata una linea di interconnessione tra due aree. In alcuni sistemi elettrici esistono mercati della capacità, dove vengono stabiliti i fabbisogni di capacità di riserva a breve-medio e lungo termine al fine di mantenere in equilibrio il margine di riserva del sistema. In questi mercati gli operatori sono pagati per il loro impegno a fornire tale potenza (il che implica, per la fornitura di capacità a lungo termine, la costruzione di nuovi impianti).

Nella tabella seguente, sono raggruppate in base alle loro principali caratteristiche le maggiori borse elettriche attualmente operanti in Europa e USA, a cui è affiancata la borsa elettrica italiana che ha preso il nome di IPEX (*Italian Power Exchange*).

Fig. 1 - Sintesi delle caratteristiche delle principali borse elettriche europee e statunitensi

	Unit Commitment	Obbligatoria	Hourly market	SMP/ Zonale	Altri prodotti (baselod ecc)	Intraday mkts	Capacity Mkt	Mkt servizi disp.	Mkt derivati	Clearing House OTC mkt
E&WPowerPool	Si	Si	Si	SMP	No	No	No	No	No	No
UKPX	No	No	Si	SMP	Si	No	No	No	No	Si
OMEL	Si	No*	Si	SMP	No	Si	No	Si	No	No
PowerNext	No	No	Si	SMP	Si	No	No	No	Si	No
EEX	No	No	Si	SMP	Si	No	No	No	Si	Si
NordPool	Si	No	Si	Zonale	No	No	No	No	Si	Si
APX	No	No	Si	SMP	Si	No	No	No	No	No
IPEX	Si	No	Si	Zonale	No	Si	Si**	Si	Si***	No
PJM	Si	No	Si	Zonale	No	No	Si	Si	Si****	No
NYPool	Si	No	Si	Zonale	No	No	Si	Si	Si****	No
NePool	Si	No	Si	Zonale	No	No	Si	Si	Si****	No

* Omel può essere considerato una borsa praticamente obbligatoria, dati gli incentivi a partecipare garantiti dalla regolamentazione spagnola

** Istituito a partire presumibilmente dal 2005

*** Futura istituzione

**** Gli unici derivati scambiati riguardano i cosiddetti *transmission rights* – ossia prodotti che scambiano il differenziale di prezzo tra due zone. Questi prodotti coprono quindi il rischio di prezzo della congestione

Fonte: Banca Intesa

La scelta del modello di Borsa è quindi funzione principalmente delle decisioni di politica energetica che i legislatori e gli operatori concordano e delle esigenze a cui si vuole che la Borsa risponda. Essa pertanto può contribuire a dare un impulso fondamentale ai processi di liberalizzazione, nella misura in cui in essa si formano dei prezzi rappresentativi del sistema, attraverso un processo trasparente e competitivo. In questo modo la Borsa elettrica è in grado di assolvere alla funzione tipica di tutti i mercati regolati, ossia fornire un prezzo di sistema, utilizzato dagli operatori come riferimento anche per gli scambi *over the counter*, per la valutazione di progetti di investimento, per la strutturazione di contratti derivati.

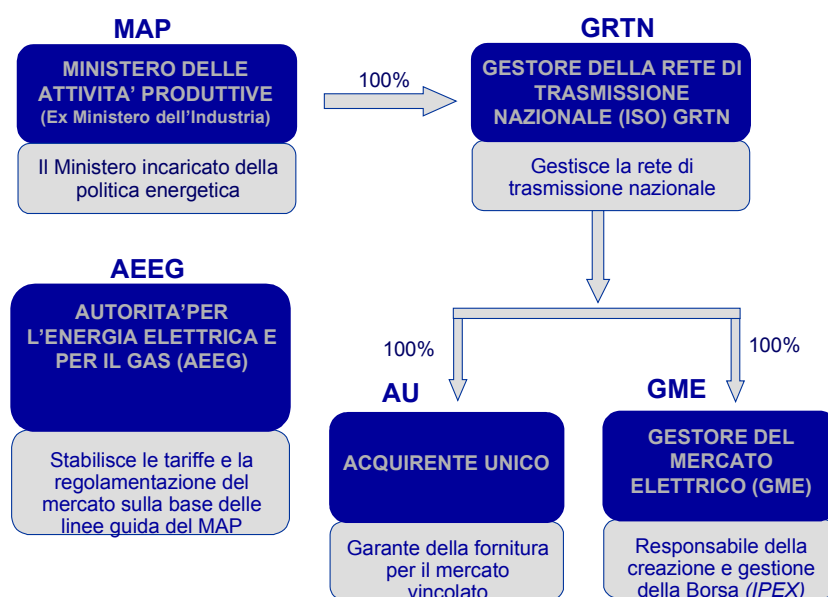
Non è invece dalla borsa elettrica che si deve aspettare la soluzione a problemi quali il livello elevato dei prezzi, la presenza di congestioni di rete o la presenza di blackout di sistema. La Borsa elettrica è uno specchio che riflette il sistema fisico sottostante e, al più, ne può mettere in evidenza pregi e difetti: solamente gli investimenti strutturali possono modificare le condizioni del sistema.

2. La Borsa Elettrica italiana all'interno delle linee guida del mercato elettrico italiano

La Borsa Elettrica, la cui struttura e gestione è affidata al GME (Gestore Mercato Elettrico) è solamente una delle istituzioni attive nel sistema elettrico. Essa deve raccordarsi con:

- la struttura industriale del sistema elettrico italiano, che è fortemente basato su importazioni a basso costo dai paesi del Centro Europa, con un parco termoelettrico in via di ristrutturazione e rinnovamento, ed un sistema di trasmissione in via di adeguamento rispetto alla riconfigurazione del parco produttivo in corso;
- eredità precedenti alla liberalizzazione (quale ad esempio il sistema di priorità di dispacciamento e le tariffe incentivanti riservate agli impianti da fonti rinnovabile e cogenerazione ricadenti all'interno del provvedimento CIP6);
- i numerosi interventi che hanno scandito la liberalizzazione del mercato. Essa è partita dalla Legge di Recepimento della Direttiva Europea 92/96 (altresì detto Decreto Bersani), entrata in vigore il 1° aprile 1999, ed è stata poi progressivamente integrata e modificata a seguito degli interventi del Ministero dell'Industria prima e delle Attività Produttive (MAP) poi. Esse hanno definito le linee guida rese operative dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e per il gas (AEEG), in raccordo con le esigenze tecniche espresse dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN). Al GME – Gestore del Mercato Elettrico – è stato dato incarico di definire il modello di mercato, previa approvazione da parte del MAP sentita l'AEEG, e di gestirlo, in raccordo con il GRTN. Infine, è stato stabilito l'Acquirente Unico come soggetto garante per la fornitura del mercato vincolato, cioè dei soggetti non ancora liberi di scegliersi il proprio fornitore, che ad oggi rappresenta il 40-45% della domanda complessiva del sistema italiano⁴.

Fig. 2 - Struttura degli attori istituzionali del mercato elettrico italiano



Fonte: BancaIntesa

⁴ La liberalizzazione completa della domanda è attesa per il luglio 2007

Può essere utile comprendere la collocazione della Borsa Elettrica all'interno della struttura del mercato elettrico italiano a partire dal documento del Ministero delle Attività Produttive (MAP) del luglio 2003, che ha definito le linee guida del "Sistema Italia 2004". Il Sistema Italia 2004, infatti, non solo ha dettato le regole di base della Borsa elettrica, ma ha definito anche le linee guida del sistema elettrico italiano nel suo complesso. Questo paragrafo è quindi fondamentale per inquadrare il tema della Borsa elettrica all'interno di quello più vasto dell'organizzazione del settore elettrico italiano. E' però importante anticipare che il modello italiano di Borsa Elettrica è ampiamente ispirato all'esperienza del NordPool e dei mercati statunitensi (cioè possono essere sinteticamente definiti come Borse facoltative fondate su prezzi zonali), ma rispetto a questi ultimi, è decisamente più orientato all'esecuzione di contratti bilaterali "fisici" e meno rivolto al mondo del *trading*.

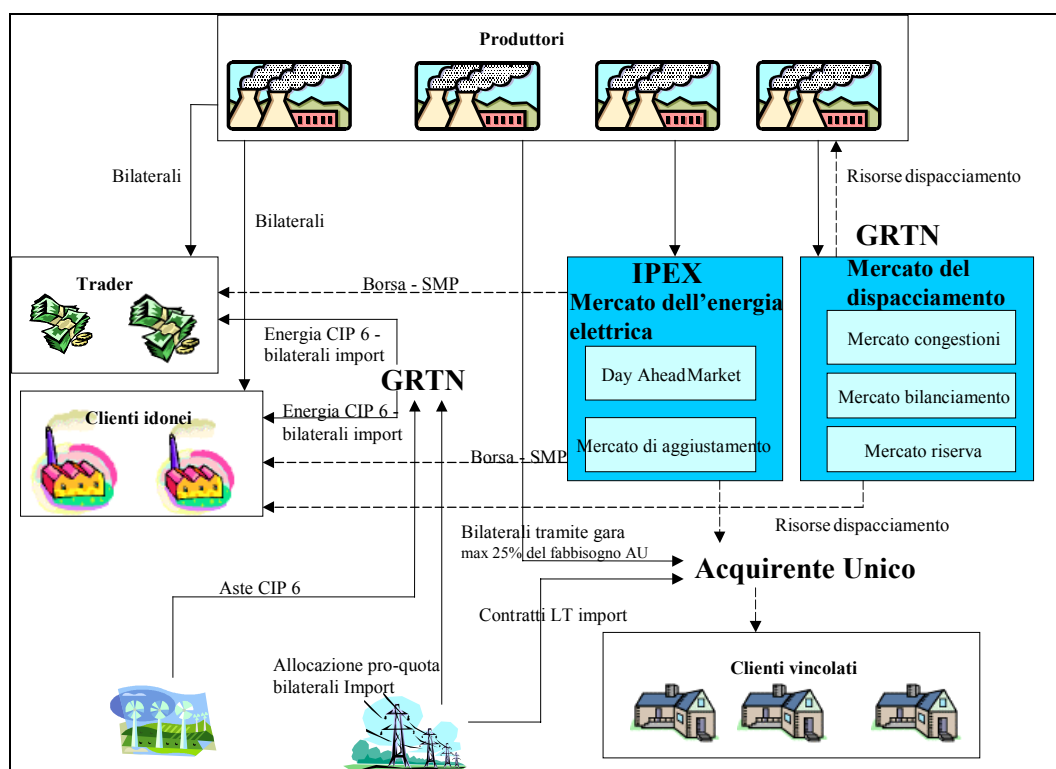
Il Sistema Italia 2004 ha preso posizione relativamente ad una serie di temi (allocazione dell'energia CIP6 e dell'import, ruolo del GRTN ecc) emerse nel primo periodo di liberalizzazione del settore. Sintetizzando, le linee guida del MAP sono le seguenti:

- ❑ Il Sistema Italia 2004 è composto da un mercato dell'energia elettrica, che comprende il mercato del giorno prima e il mercato di aggiustamento, che viene gestito dal GME e che è stato denominato *IPEX (Italian Power Exchange)*, e da un mercato dei servizi di dispacciamento, che viene gestito dal GRTN e che comprende il mercato del bilanciamento, il mercato della riserva e il mercato delle congestioni;
- ❑ Il mercato dell'energia elettrica è facoltativo, nel senso che i produttori sono sì obbligati a cedere la loro energia in Borsa, ma al netto di quella impegnata per altre destinazioni, ossia contratti bilaterali stipulati direttamente con i clienti finali;
- ❑ Il GRTN ritira ed è responsabile dell'allocazione dell'energia prodotta dagli impianti CIP6. Tale energia quindi non necessariamente transita in Borsa, anzi, è ragionevole prevedere la continuazione del meccanismo di ri-allocazione a terzi attraverso aste;
- ❑ L'allocazione della capacità di importazione avviene tramite il possesso di contratti bilaterali, quindi attraverso il meccanismo attuale di ripartizione pro-quota (che al limite presenterà solo qualche aggiustamento). I possessori della capacità di importazione potranno cedere l'energia anche sul mercato dell'energia elettrica, a condizioni da definire da parte dell'AEEG;
- ❑ L'energia prodotta da impianti di taglia inferiore ai 10 MVA viene ritirata dal GRTN e ceduta sul mercato dell'energia elettrica;
- ❑ I clienti vincolati verranno riforniti dall'Acquirente Unico, società a capitale interamente pubblico che funge da garante delle forniture, tramite acquisti in Borsa, contratti di importazione a lungo termine riservati al mercato vincolato e anche ricorso a contratti bilaterali con i produttori nazionali. Quest'ultimi verranno selezionati tramite gara e non potranno rappresentare più del 25% del fabbisogno dell'AU. Considerando che il mercato vincolato al luglio 2005 rappresenta il 40-45% della domanda complessiva in Italia, e considerato che almeno il 60-65% di tale energia verrà alla fine approvvigionata in Borsa, ciò garantisce fin da subito alla Borsa Italiana un'abbondante liquidità in termini di volumi. Ma da ciò discende anche che le linee guida di operatività dell'AU sono fondamentali, in quanto esso si troverà ad essere, per i prossimi anni, la principale controparte contrattuale dal lato

della domanda sia della Borsa elettrica sia direttamente dei produttori, qualora stipulino contratti bilaterali passanti rispetto alla Borsa.

La seguente figura mostra l'organizzazione del sistema elettrico italiano a partire dall'avvio della Borsa Elettrica dall'aprile 2004.

Fig. 3 - Organizzazione del Sistema Italia 2004



Fonte: BancaIntesa da Documento "Sistema organizzato di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica: linee guida per il sistema Italia 2004" AEEG-MAP, 31 luglio 2003

Per quanto riguarda l'organizzazione dei mercati, il Sistema Italia 2004 definiva anche le linee guida principali della Borsa Elettrica, distinguendo tra mercato dell'energia elettrica (ossia il mercato del giorno prima o *day ahead market* che definisce lo *unit commitment* del sistema e il mercato di aggiustamento) e mercato dei servizi di dispacciamento (ossia i mercati per l'approvvigionamento delle risorse di bilanciamento, riserva, gestione delle congestioni tra nodi).

Mercato dell'energia elettrica

Il mercato dell'energia elettrica si articola nel seguente modo:

- Nel mercato si scambiano offerte di vendita quantità-prezzo (minimo di cessione) e offerte di acquisto quantità-prezzo (massimo di acquisto).

- ❑ Il meccanismo di formazione di prezzo è quello del System Marginal Price (SMP). Il mercato è suddiviso in zone⁵ e alla singola unità è riconosciuto l'SMP della zona in cui è localizzata la singola unità di produzione.
- ❑ Il calcolo dell'equilibrio tra le zone tiene conto anche dei programmi di immissione e di prelievo derivanti dai contratti bilaterali, secondo le modalità descritte più avanti nel testo.
- ❑ I clienti finali pagano un prezzo unico nazionale (PUN) che è pari alla media – ponderata sulla base dei consumi – dei prezzi zonali.
- ❑ Il GME (in quanto collettore della produzione offerta in Borsa) e i titolari di contratti bilaterali, hanno diritto a ricevere, oppure pagano, un corrispettivo al GRTN per la risoluzione delle congestioni pari alla differenza di prezzo tra le zone oggetto della congestione emersa sul mercato dell'energia elettrica.
- ❑ La gestione dei pagamenti è inizialmente di competenza del GME. Con l'avvio di un mercato dei derivati dell'energia, tale ruolo verrà rivisto e potrà essere assegnato ad un apposito soggetto che funga da clearing house, sul modello NordPool.

Mercato del dispacciamento

- ❑ Attraverso meccanismi di mercato, il GRTN si approvvigiona delle risorse necessarie a gestire le congestioni nella rete, a predisporre adeguata capacità di riserva e a garantire l'equilibrio tra immissioni e prelievi in tempo reale (cd. Bilanciamento)
- ❑ Le unità di produzione che forniscono risorse nel mercato del bilanciamento sono remunerate attraverso il meccanismo pay-as-bid, ossia ricevono un prezzo pari all'offerta da loro avanzata per la prestazione del servizio.
- ❑ Per quanto riguarda il servizio di riserva, il GRTN contrattualizza le unità di produzione e di consumo abilitate alla riserva operativa e alla riserva fredda e riconosce loro un corrispettivo (capacity payment).
- ❑ Il costo della riserva e del bilanciamento sono ribaltati in tariffa sugli utenti del dispacciamento (ossia sui clienti finali) attraverso corrispettivi regolati e determinati dall'AEEG.
- ❑ Le unità essenziali per la sicurezza del sistema sono contrattualizzate a parte. Il costo di tale servizio è regolamentato dall'AEEG ed è sostenuto da tutti i consumatori finali.

Le seguenti figure mostrano sinteticamente la struttura del mercato elettrico italiano, in modo da evidenziarne la consequenzialità logica, la regola di prezzo di ogni mercato e l'articolazione del mercato nelle sei zone (più i punti di interconnessioni con l'estero) attraverso le quali è stato organizzato il mercato zonale.

⁵ Le zone sono state determinate dal GRTN e approvate dall'AEEG con la delibera 125/02. Esse rimarranno invariate nei primi tre anni di funzionamento della Borsa e potranno essere modificate successivamente.

Fig. 4 - Struttura organizzativa Mercato elettrico italiano

	Mercato giorno prima (MGP)	Mercato aggiustamento (MA)	Mercato servizi di dispacciamento (MSD)	
Risorsa scambiata	Energia	Energia	Energia per la soluzione congestioni	Energia bilanciamento
Operatori ammessi*	Tutti	Tutti	Utenti abilitati da GRTN	
Regola di prezzo	SMP Zonale	SMP Zonale	Pay as bid	

* Il lato della domanda non opera per il primo anno di funzionamento del mercato – la domanda è determinata dalle previsioni del GRTN

Fonte: GME

Fig. 5 - Struttura delle zone e massima capacità di trasporto stimata (inverno 2003)

Fonte: GME

3. Il funzionamento dei mercati: la disciplina del mercato elettrico e le condizioni di erogazione del dispacciamento

Una volta definito il quadro generale di sistema per mezzo degli indirizzi forniti dal MAP, GME, AEEG e GRTN hanno definito le norme applicative di organizzazione del mercato elettrico all'ingrosso, dal quale è emersa la sua fondamentale struttura "fisica". Il paragrafo 3.1 è volto quindi a descrivere le regole di base del mercato elettrico.

Nei paragrafi successivi sono invece descritte due tematiche fondamentali che hanno e avranno grande impatto sul funzionamento della Borsa. Si tratta *i)* del tema della vigilanza del mercato elettrico, cioè degli indici di controllo e promozione del mercato; *ii)* delle linee di funzionamento operativo dell'Acquirente Unico, fondamentali non solo per determinare la tariffa che verrà pagata dai clienti finali, ma anche per definire come quest'ultimo opererà sul mercato elettrico.

3.1 La disciplina del mercato elettrico

La delibera 168/03 dell'AEEG e successive modifiche e integrazioni sulle condizioni di erogazione del dispacciamento (di cui la più importante è la delibera 48/04), definiscono le modalità di assegnazione della titolarità dei diritti di capacità di trasporto, il ruolo dei diversi soggetti operanti nel mercato elettrico, le modalità di dispacciamento dei contratti bilaterali e la determinazione dei corrispettivi che gli operatori ricevono o devono sostenere per la partecipazione ai diversi mercati. Di seguito analizziamo i punti qualificanti della disciplina della borsa elettrica italiana.

1. Servizi di dispacciamento e di trasporto

- ❑ E' necessario stipulare un contratto per il servizio di dispacciamento con il GRTN. La conclusione di tale contratto è condizione per l'accesso al servizio di trasporto, che viene formalizzato tramite la stipula di un contratto con il distributore locale. Sono obbligati a stipulare questi contratti i titolari di unità di produzione (con potenza superiore ai 10 MVA), di consumo e l'AU, mentre non ne sono obbligati i titolari di contratti di importazione.
- ❑ Ci si può avvalere di un mandatario, unico per i contratti di trasporto e di dispacciamento, anche senza rappresentanza.
- ❑ Sono punti di dispacciamento in immissione (e simmetricamente, di prelievo), i punti relativi ad unità di produzione della stessa tipologia, localizzati in un'unica zona e inclusi nei contratti di trasporto e dispacciamento. Questo è anche il punto rispetto al quale è calcolato lo sbilanciamento, che rappresenta anche il momento in cui emerge il diritto/obbligo dell'operatore ad immettere/prelevare energia.

Vi deve pertanto essere un unico referente nei confronti del GRTN, sia nei confronti del trasporto che del dispacciamento. Questo referente può essere sia il titolare dell'impianto di produzione/consumo, sia un suo mandatario, anche senza rappresentanza – tipicamente un grossista. Ricordiamo che per stipulare un contratto di trasporto bisogna dimostrare di essere in possesso di un contratto di fornitura fisica. Il nesso posto dall'AEEG tra contratto di trasporto e contratto di dispacciamento implica pertanto la

necessità di un sottostante contratto di disponibilità fisica di energia (di qualunque forma). E' notevole la semplificazione dei profili di responsabilità giuridica, in quanto con le nuove norme vi è un unico soggetto responsabile nei confronti del GRTN.

2. Chi partecipa al mercato

- ❑ Le offerte possono essere presentate direttamente dagli utenti del dispacciamento, come sopra definiti (offerte dirette in Borsa), oppure dagli operatori di mercato.
- ❑ Sono operatori di mercato i soggetti abilitati a registrare, a fini di dispacciamento presso il GRTN i contratti di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte (cd contratti bilaterali). Questi soggetti sono:
 - ✓ Di diritto, gli utenti del dispacciamento e il GME – di fatto equiparato ad un grossista;
 - ✓ Il GRTN con riferimento agli impianti CIP6 e alle importazioni. Per quanto riguarda quest'ultimo caso, il GRTN può autorizzare soggetti terzi ad assumere la qualifica di operatore di mercato;
 - ✓ Grossisti, se riconosciuti dagli utenti del dispacciamento, ad eccezione degli impianti ritenuti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico;
 - ✓ L'AU, in quanto garante per la fornitura dei clienti vincolati.

La scrittura di tale norma è pertanto coerente con le linee guida del Sistema Italia 2004, in quanto permette a tutti i soggetti di presentare direttamente offerte nel mercato o di stipulare contratti bilaterali e permette altresì di salvaguardare i meccanismi di assegnazione per via bilaterale dell'energia CIP6 e delle importazioni. Il GRTN infatti, in quanto operatore di mercato per quanto riguarda questi punti di immissione, è libero di assegnare questa energia per via bilaterale al di fuori del sistema delle offerte (aste CIP6) e di autorizzare terzi ad essere operatori di mercato (quindi autorizzati a stipulare contratti bilaterali al di fuori del sistema delle offerte) per quanto riguarda la capacità di importazione non destinata al mercato vincolato (per il quale opera in proprio), salvaguardando il meccanismo di allocazione pro-quota.

3. Modalità di esecuzione dei contratti bilaterali

- ❑ Gli operatori di mercato comunicano al GRTN i programmi di immissione e prelievo in esecuzione dei contratti, con almeno sei ore di anticipo rispetto al termine previsto per la presentazione delle offerte nel DAM. La comunicazione dei programmi può anche essere effettuata separatamente dall'operatore di mercato cedente e da quello acquirente, ma i programmi devono essere sempre uguali. Se tale requisito non è soddisfatto, i programmi sono considerati non validi dal GRTN;
- ❑ Qualora sia stata immessa/prelevata energia in eccesso/difetto rispetto al programma di immissione comunicato al GRTN, tale energia è considerata ceduta/acquistata nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento;
- ❑ Lo scambio di energia effettuato da un operatore di mercato qualificato come tale sia dal lato immissioni che dal lato prelievi, è equiparato ad un contratto di compravendita stipulato al di fuori del sistema delle offerte.

Anche la norme di esecuzione dei contratti bilaterali esaltano il carattere “fisico” del mercato elettrico italiano. L’obbligo di equiparazione nei programmi di immissione e prelievo nei confronti del GRTN di fatto favorisce grandemente il ruolo dei grossisti venditori/acquirenti (cioè di tutti quei grossisti che hanno alle spalle un contratto di fornitura – tolling, PPA, bilaterale che sia) rispetto ai puri trader che, per definizione, sono solo acquirenti netti sul mercato elettrico. Ciò va a detrimento degli operatori di piccole dimensioni, che potrebbero invece contare sulla Borsa per l’acquisizione delle partite di energia necessarie alla soddisfazione dei propri contratti di vendita.

4. Funzionamento del DAM

- ❑ Il DAM è gestito dal GME;
- ❑ Il GRTN trasmette al GME, il giorno prima dell’esecuzione del DAM, i limiti di transito tra le zone, i programmi dei contratti di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte e le modalità di parzializzazione delle offerte in presenza di più offerte marginali allo stesso prezzo;
- ❑ In presenza di più offerte di vendita a parità di prezzo, è stabilito il seguente ordine di priorità:
 - ✓ unità essenziali a fini di sicurezza;
 - ✓ unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili (eolico, fotovoltaico, fluente);
 - ✓ unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili programmabili (idroelettrico a bacino, termolutilizzatori, biomasse) o cogenerazione;
 - ✓ unità di produzione CIP6;
 - ✓ contratti di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte;
 - ✓ altre offerte.
- ❑ I programmi di immissione e prelievo in esecuzione dei contratti di compravendita stipulati al di fuori del sistema delle offerte sono assimilati rispettivamente ad offerte di vendita a prezzo nullo e ad offerte di acquisto senza indicazione di prezzo;
- ❑ Il prezzo di valorizzazione dell’energia venduta, cioè corrisposto ai produttori, è il prezzo marginale di ciascuna zona;
- ❑ Il prezzo di valorizzazione dell’energia acquistata, cioè pagato agli acquirenti, è un prezzo unico, calcolato come media dei prezzi zonali, dove i pesi sono dati dai volumi di energia specificati nelle offerte presentate in ogni zona.
- ❑ Le unità essenziali a fini di sicurezza del sistema sono determinate nell’ambito di un elenco aggiornato annualmente dal GRTN e comunicate al GME almeno 12 ore prima della chiusura del DAM. In questo caso:
 - ✓ Le offerte di vendita/acquisto sono presentate direttamente dall’utente del dispacciamento e sono equiparate a offerte a prezzo nullo (o senza indicazioni di prezzo);

- ✓ Tali unità ricevono il prezzo zonale, a cui è aggiunto un corrispettivo pari alla differenza tra questo prezzo e il costo variabile riconosciuto a tale unità;
- ✓ Inoltre, l'utente del dispacciamento può richiedere, per queste unità, la rideterminazione del corrispettivo, in modo che vada a coprire il pieno costo di produzione, qualora la remunerazione percepita non sia sufficiente a coprire i costi fissi; in questo caso tuttavia l'utente del dispacciamento responsabile di tali unità è obbligato a offrire la sua intera potenza al puro costo variabile in tutte le situazioni in cui l'impianto non sia considerato indispensabile per la sicurezza del sistema.

5. Funzionamento del mercato di aggiustamento

- Il mercato di aggiustamento è gestito dal GME, il quale accetta le offerte di vendita o di acquisto nel rispetto dei limiti residui di scambio tra le zone;
- Sia le offerte di vendita che quelle di acquisto sono valorizzate al prezzo zonale;
- Non sono possibili aggiustamenti per quanto riguarda i contratti di compravendita eseguiti al di fuori del sistema delle offerte: per il resto, l'ordine di priorità in caso di più offerte a parità di prezzo è identico a quello previsto sul DAM, e hanno priorità le offerte bilanciate;
- Per il primo anno di funzionamento del mercato, non possono partecipare al mercato di aggiustamento gli acquirenti, siano essi clienti finali diretti o grossisti.

6. Il servizio di dispacciamento

Il GRTN si approvvigiona delle risorse necessarie attraverso meccanismi di mercato e non di mercato.

- Il mercato dei servizi di dispacciamento è gestito dal GRTN, che si approvvigiona tramite meccanismi di mercato delle risorse per:
 - ✓ La gestione delle congestioni;
 - ✓ La gestione della riserva secondaria e terziaria attiva;
 - ✓ L'equilibrio tra immissioni e prelievi in tempo reale – cioè il bilanciamento.
- I partecipanti ai mercati dei servizi di dispacciamento hanno l'obbligo di rendere disponibile tutta la potenza a disposizione e sono remunerati in base alle loro offerte (pay-as-bid);
- Attraverso meccanismi non di mercato, invece, il GRTN si approvvigiona di:
 - ✓ Riserva primaria – o regolazione di frequenza;
 - ✓ regolazione di tensione tramite fornitura di potenza reattiva;
 - ✓ Servizio di Black Start (ossia rifiuto del carico, teledistacco e ripristino del servizio elettrico in seguito ad interruzioni del servizio).

7. Corrispettivi per il servizio di dispacciamento

La struttura dei numerosi corrispettivi è funzionale (i) a garantire la copertura di tutti i servizi di dispacciamento (congestioni, riserva e bilanciamento); (ii) a fornire un segnale efficiente e di mercato al valore di queste risorse; (iii) ad impedire che gli operatori siano in grado di sfruttare le opportunità di arbitraggio che la struttura di una borsa sequenziale e la possibilità di non rispettare gli ordini di bilanciamento determinano. Esperienze in altri mercati (California e borse americane, ma anche NETA), insegnano che, laddove vi sono più mercati in sequenza come sono appunto il mercato del giorno prima, le sessioni di aggiustamento e il mercato di bilanciamento, gli operatori tecnicamente in grado trovano incentivi a creare scarsità fittizia sui mercati di programmazione e a immettere invece le offerte il più possibile in prossimità del tempo reale, dove possono spuntare condizioni economiche più vantaggiose. Inoltre, i mercati di bilanciamento sono potenzialmente più manipolabili.

Al fine di prezzare correttamente tutti i servizi e di evitare questi rischi, l'AEEG propone diversi corrispettivi legati al servizio di dispacciamento:

- I corrispettivi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto, che sono a carico dei contratti di compravendita stipulati al di fuori del mercato e del GME, che è quindi equiparato ad un grossista. Il corrispettivo di trasporto è tipico dei mercati zonali, in quanto è fondamentalmente funzione (a parità di quantità immesse e prelevate) della differenza di prezzo tra le zone, ossia del valore delle congestioni (se non vi sono congestioni infatti il prezzo è unico a livello nazionale). Esso è a carico di tutti gli operatori di mercato, ossia i soggetti che stipulano i contratti bilaterali e il GME, che opera come grossista per conto dei soggetti che immettono in Borsa l'energia, e il corrispettivo a suo carico/favore è calcolato come saldo di tutte le posizioni derivanti da questo tipo di offerte. Il GME poi storna al GRTN il saldo risultante, se positivo, o viene compensato dal GRTN se il saldo è negativo. Va segnalato che i corrispettivi di utilizzo della rete sono due, uno legato alle offerte presentate sul DAM, un altro alle offerte presentate sul mercato di aggiustamento. Poiché sul mercato di aggiustamento non possono essere immessi i contratti di compravendita, il corrispettivo per l'utilizzo della rete sul mercato di aggiustamento è dovuto solo dal GME. I ricavi provenienti al GRTN dai corrispettivi di trasporto potrebbero essere utilizzati per organizzare un mercato dei corrispettivi di capacità tra zone (Financial Transmission Rights o FTR) o per eliminare le congestioni attraverso investimenti per lo sviluppo della rete elettrica.
- i corrispettivi di sbilanciamento, che valorizzano l'energia immessa/prelevata in un punto di dispacciamento in eccesso/difetto relativamente al programma di immissione/prelievo. Tali corrispettivi sono a carico di tutti gli utenti del dispacciamento, escluse le unità di produzione o consumo virtuale, cioè le importazioni. Da segnalare che anche le unità di produzione non programmabili sono obbligate a pagare un prezzo di sbilanciamento, pari al prezzo zonale determinatosi sul mercato del giorno prima. I corrispettivi sono differenziati in caso di sbilanciamento puntuale positivo o negativo:
 - ✓ In caso di sbilanciamento positivo (eccesso di offerta), se l'aggregato zonale degli sbilanciamenti è positivo il corrispettivo è pari al minimo tra il prezzo dell'offerta più bassa accettata nel mercato di bilanciamento per quella zona e il prezzo zonale del mercato del giorno prima. Se l'aggregato zonale è negativo, il corrispettivo è pari al prezzo zonale del mercato del giorno prima;

- ✓ In caso di sbilanciamento negativo (eccesso di domanda), la struttura dei corrispettivi si inverte, ed è pari al prezzo zonale del mercato del giorno prima se lo sbilanciamento aggregato della zona è negativo e al minimo tra prezzo zonale del giorno prima e più alta offerta accettata nel mercato di bilanciamento.
- I corrispettivi di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, che puniscono gli operatori selezionati nei mercati di dispacciamento ma che poi non eseguono gli ordini del GRTN. Va infatti ricordato che gli operatori che partecipano al mercato del servizio di dispacciamento di fatto forniscono al GRTN una disponibilità ad operare, che poi viene concretamente messa in pratica dal Gestore della Rete sulla base degli eventi che si verificano nel tempo reale. Può quindi succedere che, pur avendo dato la disponibilità ad operare, alcune unità non siano poi in grado di fornire il servizio, nel qual caso devono essere penalizzate. Tali corrispettivi sono applicabili, ovviamente, ai soli punti di dispacciamento che hanno partecipato ai mercati dei servizi di dispacciamento. Si applicano infatti nel caso in cui il GRTN ha accettato delle offerte di vendita sul mercato di bilanciamento e, mentre lo sbilanciamento aggregato nella zona è positivo, lo sbilanciamento del punto di dispacciamento ha il segno opposto⁶. I corrispettivi sono pari, in termini unitari, a:
 - ✓ Per le offerte di vendita, alla differenza tra prezzo zonale di vendita sul DAM e prezzo dell'offerta di vendita accettata per il punto di dispacciamento;
 - ✓ Per le offerte di acquisto, alla differenza tra il prezzo dell'offerta di acquisto sul mercato dei servizi di dispacciamento e il prezzo di vendita zonale sul DAM.

Tale corrispettivo unitario è applicato ad una quantità che è pari al minor valore tra il valore assoluto dell'offerta accettata e il valore assoluto della somma tra lo sbilanciamento del punto di bilanciamento a cui è riferita l'offerta e le offerte accettate che precedono l'offerta di cui in oggetto nell'ordine di prezzo costruito dal GRTN. La penale è quindi commisurata all'entità del danno determinato dal mancato rispetto degli ordini del GRTN.

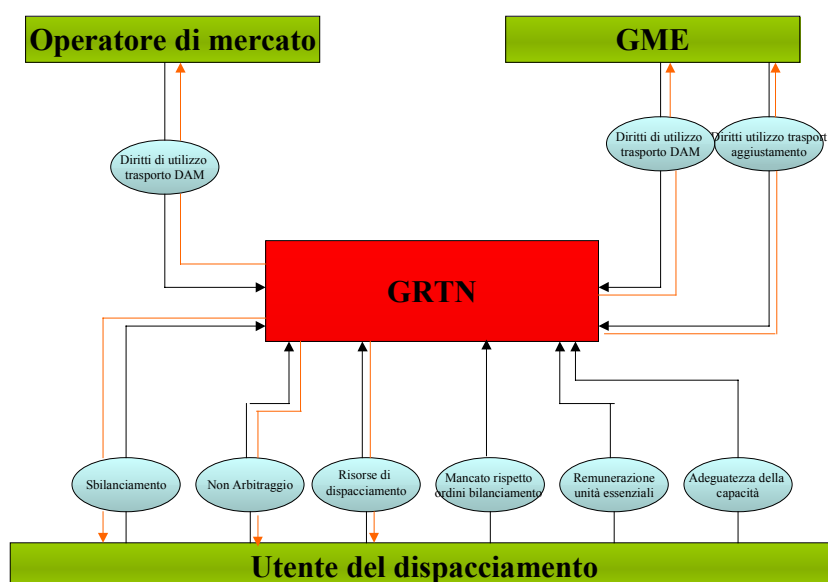
- Il corrispettivo di non arbitraggio, a carico/favore delle unità di consumo che operano sul mercato e che presentano offerte sul mercato di aggiustamento e di dispacciamento, calcolato come differenza tra il prezzo zonale di vendita e il prezzo di acquisto del DAM e applicato alle offerte presentate sui mercati successivi. La ratio del corrispettivo è di evitare operazioni di arbitraggio tra mercati successivi, sfruttando il differenziale tra prezzo zonale e prezzo unico nazionale.
- I corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento, è il corrispettivo a carico degli utenti finali per il servizio di dispacciamento. Infatti (i) i fornitori delle risorse di dispacciamento sono remunerati attraverso la regola del pay-as-bid in base alle offerte da loro presentate nei mercati dei servizi di dispacciamento gestiti dal GRTN; (ii) i soggetti che determinano gli sbilanciamenti pagano i corrispettivi di sbilanciamento secondo quanto spiegato nel primo *bullet point* di questo paragrafo; (iii) la generalità degli utenti finali ovviamente deve remunerare gli oneri emergenti dall'attività di dispacciamento compiuta dal GRTN, che sostanzialmente emergono qualora vi siano delle differenze tra quanto pagato dai soggetti responsabili dello

⁶ Il discorso è simmetricamente valido per quanto riguarda le offerte di acquisto.

sbilanciamento e quanto riconosciuto ai soggetti che invece forniscono il servizio. Il corrispettivo unitario viene calcolato rapportando tale differenza ai volumi di energia complessivi.

- I corrispettivi per la remunerazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema, a carico di tutti i consumatori e pari al rapporto tra i costi di dette unità (cfr paragrafo 4) e l'energia complessivamente prelevata.
- Il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, ossia la remunerazione per i soggetti che mettono a disposizione capacità da utilizzare nelle ore di criticità del sistema. Questo corrispettivo, introdotto dalla delibera 48/04, è a carico di tutti gli utenti del dispacciamento che prelevano energia elettrica. Gli operatori verranno remunerati per il periodo transitorio secondo le modalità descritte nell'appendice 1, e tramite un apposito mercato della capacità a partire dal 2005.

Fig. 6 - Struttura dei flussi dei corrispettivi per i servizi di dispacciamento



Fonte: Banca Intesa da Delibere AEFG 168/03 e 49/04

8. Período transitorio

L'AEEG ha previsto alcune norme transitorie per l'anno 2004, considerando che sarà il primo anno di funzionamento del mercato e dell'applicazione di alcune metodologie nuove come il *load profiling*. Sono due le previsioni transitorie di maggiore rilevanza: (i) il GRTN può intervenire sul mercato, sia del giorno prima che di aggiustamento, qualora le previsioni di carico siano superiori del 10% rispetto alle offerte presentate sul DAM, per offerte che comunque non coprano più del 70% di tale differenza. In questi casi, i corrispettivi e gli oneri per il GRTN sono calcolati esattamente come per qualsiasi altro operatore. Evidente la preoccupazione che il meccanismo del load profiling (*vedi appendice 2*) per gli utenti non dotati di misuratore orario possa condurre nella fase iniziale a imprecisioni che potrebbero determinare problemi di sicurezza nel sistema; (ii) gli operatori di mercato delle unità di consumo (in sostanza i grossisti puri) per il 2004 non possono operare sul mercato di aggiustamento, che è riservato quindi al solo lato della produzione per il primo anno.

3.2 Gli indici di monitoraggio del mercato e le misure a promozione della concorrenza

Tra i provvedimenti attuativi più importanti per la partenza della Borsa Elettrica vi sono gli strumenti necessari per la vigilanza del mercato. Tra questi, una serie di indici atti non solo a definire i prezzi medi, ma anche a porre in evidenza eventuali comportamenti strategici da parte degli operatori o lo sfruttamento di posizioni dominanti. Inoltre, sono state prese alcune misure volte a favorire lo sviluppo della concorrenza, sulla base della consapevolezza che il sistema produttivo italiano mantiene forti caratteri di oligopolio (Enel e le tre ex-Genco producono circa il 75% dell'energia complessivamente prodotta in Italia).

Tali indici e misure a promozione della concorrenza sono state stabilite con la delibera 21/04 e il suo aggiornamento (delibera 49/04), le quali, sia per quando il mercato elettrico sarà a regime, sia per la fase di transizione, intervengono su tre temi:

1. Indici di monitoraggio del mercato elettrico (prezzi e quantità medie), a carico del GME per quanto riguarda i mercati del giorno prima e di aggiustamento e a carico del GRTN per quanto riguarda il mercato dei servizi di dispacciamento;
2. Indici specifici di verifica delle quote di mercato degli operatori, con le stesse responsabilità di cui sopra;
3. Misure di promozione alla concorrenza.

Più in specifico:

Gli indici generali di monitoraggio devono fornire indicazioni su prezzi medi, volatilità e grado di concentrazione dell'offerta. In aggiunta, il GME deve preparare un indice mensile dei prezzi, chiamato indice di soluzione effettiva, definito come media mobile sui 12 mesi precedenti, ponderata sulle quantità scambiate sui mercati. Anche se non specificato, si presume che tali indici possano essere resi pubblici (insieme al fabbisogno orario di potenza per ciascuna zona, a carico del GRTN);

Gli indici specifici sono più interessanti e hanno come obiettivo precipuo segnalare posizioni dominanti sui mercati. A tali indici ha di sicuro accesso l'AEEG, come esplicitamente scritto nella delibera, mentre appare più difficile che tali dati siano resi pubblici.

- *Per quanto riguarda i mercati del giorno prima e di aggiustamento*, che funzionano su base zonale, il GME deve preparare degli indici relativi alla quota di mercato di ciascun operatore, al numero di ore in cui le offerte di un medesimo operatore sono risultate marginali, alla differenza tra i prezzi offerti da ciascun operatore relativo a ciascuna unità e i costi marginali tipici di produzione di dette tipologie, alla differenza tra i prezzi zonali e il prezzo unico di acquisto dell'energia e infine alla quantità dell'ultima offerta accettata rispetto al totale delle offerte accettate nella zona.
- *Sul mercato dei servizi di dispacciamento*, il GRTN definisce indici per la quota di ciascun operatore sul mercato, per il numero di ore in cui l'offerta è risultata marginale per ciascuna tipologia di risorse e sulla differenza, per tipologia di risorse, tra le offerte presentate da ciascun operatore e i prezzi specificati nelle offerte degli altri soggetti. Inoltre, il GRTN deve preparare degli indici di disponibilità di capacità. Per ciascuna ora, zona ed operatore di mercato, il GRTN calcola la differenza tra l'offerta

effettivamente disponibile⁷ e l'offerta non contrattualizzata⁸ nella disponibilità di ciascun operatore di mercato. Questa differenza, rapportata sul fabbisogno specifico di ciascuna zona, è chiamato *indice di offerta residuale* e sarà tipicamente inferiore al 100%. La differenza tra 100% e l'indice di offerta residuale, moltiplicata per il fabbisogno, definisce i volumi per i quali ciascun operatore è considerato essenziale a fini di sicurezza della copertura del fabbisogno nella zona stessa.

Le misure a promozione della concorrenza. Si tratta dell'aspetto più interessante delle delibere, almeno per quanto riguarda gli articoli che definiscono le modalità operative di funzionamento dell'Acquirente Unico. Quest'ultimo può stipulare contratti bilaterali annuali di fornitura con gli operatori, per un quantitativo che sia non inferiore al 25% dei consumi attesi del mercato vincolato⁹, in ciascuna zona ed ora, e contratti differenziali, distinti per fabbisogno di base, mid-merit e di picco. La selezione dei contraenti è avvenuta tramite un'asta al ribasso, effettuata dal 15 di aprile, a partire da un prezzo base d'asta definito come prezzo all'ingrosso 2004 (dato dalla somma del Ct dell'aprile 2004 e dalle componenti a copertura dei costi fissi di produzione, al netto dei corrispettivi di riserva e bilanciamento).¹⁰

I contratti bilaterali permettono all'Acquirente Unico di avere capacità a disposizione sulla base di un prezzo fisso svincolato dal prezzo che si genererà in Borsa. Per quanto riguarda i contratti per differenza, il prezzo di acquisto corrisposto dagli operatori all'Acquirente Unico sarà pari al prezzo unico di acquisto che si determinerà in Borsa¹¹, mentre il prezzo corrisposto dall'Acquirente Unico sarà quello d'asta. Pertanto, ciò garantisce all'Acquirente Unico di determinare ex-ante il prezzo di cessione della propria energia, limitando i propri rischi di prezzo e, a regime, potenzialmente calmierando gli effetti della volatilità della Borsa Elettrica per i consumatori finali. Gli operatori che stipuleranno il contratto con l'Acquirente Unico avranno una simile certezza di prezzo, garantendosi una posizione naturale di copertura sul mercato, senza rischio di controparte.

Di minore interesse la disposizione che definisce in 500 €/MWh il prezzo massimo che verrà riconosciuto sul mercato del giorno prima. In effetti, picchi di prezzo superiori a tali livelli si verificano pochissime volte in un anno, e hanno limitato impatto sui prezzi medi – anche se hanno un forte impatto psicologico sia sul mercato che sui consumatori. Si tratta quindi di una norma che dovrebbe avere un effetto pratico limitato.

⁷ Calcolata come somma della potenza efficiente netta (cioè la capacità di ciascun impianto al netto delle indisponibilità per manutenzione ordinaria, e al netto delle cessioni dedicate tramite il provvedimento CIP6) in una zona e delle importazioni nette nella zona nella disponibilità dell'operatore.

⁸ Quest'ultima è pari alla capacità effettivamente disponibile ridotta di un coefficiente che tiene conto delle indisponibilità straordinarie e della capacità dedicata per la cessione tramite eventuali contratti differenziali.

⁹ Al netto dell'energia CIP6 e da contratti di importazione a disposizione dell'Acquirente Unico

¹⁰ Vedi paragrafo 2.3 per vedere i prezzi base d'asta specificamente definiti per i contratti bilaterali e per le diverse tipologie di contratti differenziali

¹¹ Ovviamente tali prezzi medi saranno differenziati per ciascun contratto, in funzione delle ore che tali contratti andranno a coprire.

3.3 I contratti bilaterali e per differenza stipulati dall'Acquirente Unico

Un'analisi più puntuale delle modalità di funzionamento dei contratti bilaterali e dei contratti per differenza stipulati dall'Acquirente Unico è importante non solo per determinare il livello medio dei prezzi che verranno corrisposti dagli utenti finali in tariffa, ma anche perché l'AU, in quanto garante della fornitura del mercato vincolato, è un attore fondamentale in questa prima fase di funzionamento del mercato elettrico. Il fabbisogno dell'AU è stimato per il 2004 intorno a 170 TWh (più del 50% della domanda complessiva italiana) e va a coprire tutta la domanda dei clienti non idonei, senza contare tutti quei soggetti che, pur idonei, hanno preferito rimanere all'interno della regolamentazione prevista per il mercato vincolato stesso. Pertanto, le modalità di acquisto dell'energia elettrica da parte dell'AU e i prezzi da lui pagati sono fondamentali in quanto in grado di influenzare in maniera importante l'andamento del mercato.¹²

L'Acquirente Unico ha diverse fonti di approvvigionamento: dalla Borsa Elettrica, dai contratti CIP6 e dalle importazioni ad esso riservate dalla legge. Inoltre può stipulare contratti bilaterali, per una quota non superiore al 25% del proprio fabbisogno annuo e infine, può stipulare contratti per differenze (o *cfđ*), al fine di coprirsi dal rischio di volatilità dei prezzi. Il prezzo che verrà sostenuto dai consumatori in tariffa sarà proprio una media dei prezzi provenienti da tutte queste forme di approvvigionamento.

L'AU pertanto finisce con il garantire da un lato ampia liquidità alla Borsa, in quanto gran parte dei suoi fabbisogni devono essere reperiti proprio nel mercato del giorno prima¹³. Inoltre, con la stipula dei contratti bilaterali e dei *cfđ* offre agli operatori forme di riduzione del rischio di mercato (di prezzo e di volume) e di credito, in grado di favorire la stabilità dei flussi monetari e di favorire la finanziabilità dei nuovi investimenti. Inoltre, contratti differenziali dell'AU rappresentano una novità significativa per il mercato elettrico italiano e possono fungere da piattaforma per l'avvio di un mercato secondario di contratti derivati (seppur con forte componente fisica) e rappresentano infine una modalità di copertura del rischio sia per l'AU che per i produttori, in linea con le più avanzate esperienze internazionali.

Le modalità con cui l'AU stipula i propri contratti bilaterali e per differenza sono state diffuse da due avvisi emanati il 12 e il 18 marzo 2004 – sulla base dei quali l'AU ha proceduto ad applicare quanto stabilito nella delibera 21/04 dell'AEEG.

Per quanto riguarda *l'assegnazione dei contratti bilaterali*, l'AU ha invitato produttori e grossisti ad un'asta al ribasso rispetto ad un prezzo definito (e corrispondente fondamentalmente alla tariffa a copertura dei costi fissi di produzione al netto dei corrispettivi di riserva e bilanciamento) per l'assegnazione di 4,800 MW di capacità baseload, da allocare sulla base di blocchi da 10 MW ciascuno.

Tale capacità è stata ripartita in sette macro zone, secondo la tabella seguente.

¹² Si può anzi affermare che uno dei motivi di ritardo nella partenza della Borsa elettrica sia proprio legato all'incertezza regolatoria che a lungo ha permeato questa figura, di cui non vi sono paragoni in campo internazionale.

¹³ La stima complessiva del fabbisogno del mercato vincolato è, per il 2004 pari a 170 TWh, di cui 126 TWh da approvvigionare dal momento di entrata in vigore della Borsa. Di questi, 55 TWh (pari a circa il 44% del mercato) verranno reperiti direttamente in Borsa, 19 TWh tramite *cfđ* e circa 31 TWh tramite contratti bilaterali.

Fig. 7 - Ripartizione per zone della capacità assegnata dall'AU

ZONA	POTENZA RICHIESTA (MW)
Nord	2300
Centro Nord	660
Centro Sud	530
Sud	760
Calabria	100
Sicilia	310
Sardegna	140
TOTALE NAZIONALE	4800

Fonte: AU

Fig. 8 - Prezzo base d'asta per i contratti bilaterali

	Prezzo Energia Elettrica all'ingrosso (Euro/MWh) - Delibera AEEG 203/02	Componente rf (Euro/MWh) - Delibera AEEG 36/02	Componente bf (Euro/MWh) - Delibera AEEG 36/02	Prezzo Base d'Asta (Euro/MWh)
F1	93,49	8,20	2,30	82,99
F2	37,59	3,30	0,90	33,39
F3	20,37	1,80	0,50	18,07
F4	-	-	-	-

Fonte: AU

La capacità è stata assegnata ai soggetti che hanno offerto lo sconto più elevato – sconto che può essere differenziato per ogni blocco. In caso di parità di offerta, i contratti sono stati assegnati ai soggetti che hanno offerto quantità maggiori (cioè hanno presentato offerte su più blocchi); se anche questo non fosse stato sufficiente, la capacità sarebbe stata ripartita pro-rata. Agli operatori risultati assegnatari è stato corrisposto un prezzo pari alla loro offerta, a cui viene aggiunto il Ct di aprile 2004.¹⁴ I contratti hanno efficacia dal momento della pubblicazione in borsa e dureranno fino alla fine del 2004¹⁵. I risultati dell'asta sono stati pubblicati il 23 marzo e hanno visto l'aggiudicazione a 11 soggetti, tra cui i maggiori produttori nazionali, due importanti operatori esteri e alcune delle principali municipalizzate italiane.

¹⁴ Il Ct di aprile è di 36 €/MWh.

¹⁵ E' facile ipotizzare che l'AU continuerà ad avere anche negli anni prossimi la facoltà di stipulare contratti annuali sia bilaterali che cfd

Fig. 9 - Risultati dell'assegnazione dei contratti bilaterali

Operatore	Quantità assegnata (MW)							Totale
	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Calabria	Sicilia	Sardegna	
AE EW trading s.r.l.	40	-	-	-	-	-	-	40
AEM trading s.r.l.	270	-	-	-	-	30	-	300
AGSM Verona SpA	50	-	-	-	-	-	-	50
ASM Brescia SpA	40	-	-	-	-	-	-	40
ATEL Energia s.r.l.	140	-	10	30	-	40	-	220
Edison Trading SpA	100	-	-	-	-	70	-	170
Endesa Italia SpA	100	-	-	-	-	-	140	240
Enel Produzione SpA	1.450	660	520	730	100	160	-	3.620
EniPower Trading SpA	50	-	-	-	-	-	-	50
E.on Italia SpA	10	-	-	-	-	-	-	10
SIET SpA	50	-	-	-	-	10	-	60

Fonte: AU

Per quanto riguarda i contratti per differenza, l'assegnazione avviene attraverso asta al ribasso, in cui i partecipanti devono applicare uno sconto rispetto ad uno *strike price* di riferimento stabilito nell'avviso dall'AU. Tale *strike price*, scontato e incrementato della componente Ct di aprile 2004, fungerà da riferimento per il price settlement; se il prezzo medio nazionale che si verificherà sulla borsa sarà superiore allo *strike price*, i produttori dovranno versare la differenza all'AU, e viceversa.

Questo semplice *framework* concettuale, tipico di ogni contratto per differenze, viene poi calato nello specifico mercato zonale italiano e nell'attuale fase transitoria, che vede la compresenza del vecchio sistema tariffario e il nuovo sistema di fasce orarie. In dettaglio, quindi, l'avviso dell'AU stabilisce che:

- I contratti sono entrati in vigore dall'avvio operativo del dispacciamento di merito economico e dureranno fino alla fine dell'anno;
- Sono quattro le tipologie contrattuali offerte dall'AU;
 - ✓ Contratti in banda (*base/load*), per un totale di 1,750 MW per mese, che prevedono la cessione dell'energia in banda per tutta la durata della giornata;
 - ✓ Contratti mid merit, per un totale di 2,850 MW per ogni mese del secondo e terzo trimestre dell'anno e 4,675 MW per ogni mese del quarto trimestre. Si tratta in questo caso delle ore comprese tra le 8 e le 23 di ciascuna giornata;
 - ✓ Contratti Peak Load 1), per un totale di 1,525 MW in ciascun mese del secondo trimestre, 3,150 MW in ogni mese del terzo trimestre e 1,975 MW in ogni mese del quarto trimestre, per la fornitura delle ore comprese tra le 9 e le 13.
 - ✓ Infine, contratti di Peak Load 2), per 1,275 MW in ciascun mese del secondo trimestre, 3,600 MW nei mesi del terzo trimestre e 1,975 MW nei mesi del quarto trimestre. Nel secondo trimestre si tratta delle ore comprese tra le 18 e le 23, nel terzo trimestre delle ore comprese tra le 19 e le 22, nel quarto trimestre di quelle tra le 17 e le 22.
- Tali quantitativi complessivi sono stati poi ripartiti nelle diverse zone, secondo le tabelle allegate all'avviso dell'AU.
- Le offerte devono essere presentate per bande di 25 MW, o multipli di esse.
- Il prezzo base d'asta è calcolato a partire dalle delibere dell'AEEG che definiscono la componente a copertura dei costi fissi di produzione

(delibera 203/02 dell'AEEG), al netto delle componenti a copertura dei costi di riserva e di bilanciamento (delibera 36/02 dell'AEEG). Tali valori sono poi applicati alle ore stabilite nei diversi contratti, secondo le nuove fasce (ridefinite nella delibera 05/04).

Fig. 10 - Tabella dei prezzi base di calcolo e degli strike prices per i contratti per differenze da stipulare con l'AEEG

	Prezzo Energia Elettrica all'ingrosso (Euro/MWh) - Delibera AEEG 203/02	Componente rf (Euro/MWh) - Delibera AEEG 36/02	Componente bf (Euro/MWh) - Delibera AEEG 36/02	Prezzo Base Calcoli (Euro/MWh)
F1	93,49	8,20	2,30	82,99
F2	37,59	3,30	0,90	33,39
F3	20,37	1,80	0,50	18,07
F4	-	-	-	-

PREZZI BASE D'ASTA PER PRODOTTO				
Mese	Base Load Prezzo Base d'Asta (Euro/MWh)	Mid Merit Prezzo Base d'Asta (Euro/MWh)	Peak Load 1 Prezzo Base d'Asta (Euro/MWh)	Peak Load 2 Prezzo Base d'Asta (Euro/MWh)
apr-04	14,81	22,35	18,01	7,59
mag-04			20,02	7,34
giu-04			49,41	18,70
lug-04	17,76	26,66	50,10	23,70
ago-04			20,71	8,33
set-04			38,31	15,87
ott-04	11,10	17,02	17,43	13,94
nov-04			18,90	17,44
dic-04			20,70	16,24

Fonte: AU

A tali prezzi base d'asta i produttori hanno applicato poi lo sconto (anche differenziabile per fascia). Tale valore, aumentato del Ct del mese di aprile 2004, determina lo *strike price* per ciascun mese e ciascun prodotto. Da notare che, essendo andati parzialmente deserte le aste per i *cfid* sui contratti di picco, nella delibera 49/04 l'AEEG ha stabilito la possibilità di reiterare l'offerta di tali contratti, usando come base d'asta sempre il PG, aumentato del 2%, al fine di attirare un maggior numero di operatori.

- Anche il prezzo unico nazionale medio con cui si confronterà lo strike price è stato calcolato, per ciascun contratto, sulla base del prezzo che emergerà nella zona e nelle ore di ciascun specifico contratto.
- Risultano aggiudicatari i soggetti che applicano gli sconti maggiori. A parità di tali valori, le quantità sono ripartite pro-quota.

Va sottolineato che non tutta la capacità disponibile è stata assegnata dopo le due aste; è rimasta della capacità inoptata soprattutto per quanto riguarda le bande di picco. I maggiori assegnatari sono risultati Enel Produzione e Endesa Italia, mentre quantitativi minori sono stati assegnati ad AEM Milano, Atel, EdF, EniPower.

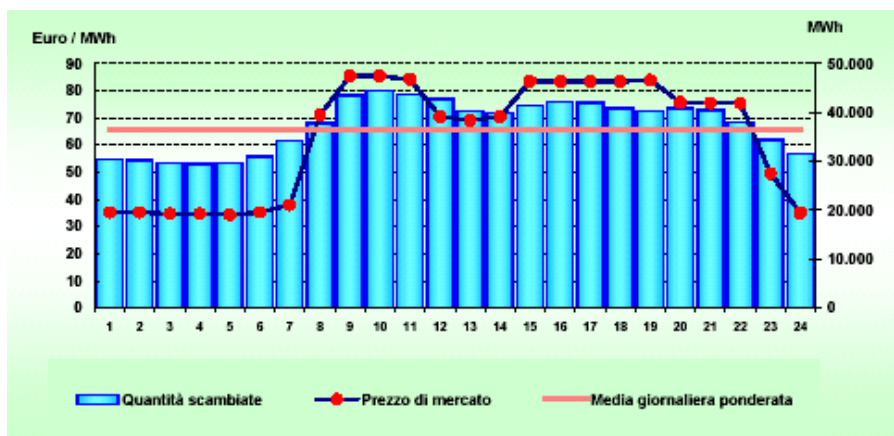
3.4 I primi risultati delle contrattazioni sulla Borsa Elettrica Italiana

Pur trattandosi di analisi necessariamente incomplete, i risultati del primo mese di contrattazioni sull'IPEX sembrano mostrare scambi per volumi considerevoli e con prezzi caratterizzati da bassa variabilità (è ancora presto per parlare di indici di volatilità).

Per quanto riguarda il mercato del giorno prima, l'obbligo degli operatori di convogliare in Borsa tutta la produzione non contrattualizzata tramite cessioni dedicate o contratti bilaterali favorisce un buon livello di liquidità giornaliera; transitano in Borsa infatti circa 300 GWh al giorno (nei giorni feriali), all'incirca il 30% dei volumi giornalieri domandati dal sistema elettrico italiano, pari complessivamente a 7.4 TWh nel mese di aprile. I volumi orari scambiati sulla Borsa mostrano una certa variabilità, mentre il profilo dei contratti bilaterali, molto più piatto, contribuisce a determinare un'articolazione complessiva dei volumi domandati fondamentalmente suddivisibile in due grandi cluster, la domanda di base giornaliera (o ore vuote) e una domanda "di picco" (ore piene) compresa tra le 8 e le 22 dei giorni feriali. Ciò implica un risultato apparentemente sorprendente, cioè il superamento del sistema delle quattro fasce orarie, cui molti osservatori ritenevano che il mercato si sarebbe conformato. Il mercato invece si è immediatamente indirizzato verso la suddivisione in bande dei mercati all'ingrosso europei e statunitensi, più consona alla pratica operativa e contrattuale delle imprese. Lo dimostrano anche i prezzi per fascia pubblicati dal GME: i prezzi di acquisto nelle fasce F2 e F3 sono stati molto simili (68,84 €/MWh e 66,99 €/MWh rispettivamente), mentre i prezzi in F4 sono stati pari a 40,63 €/MWh.

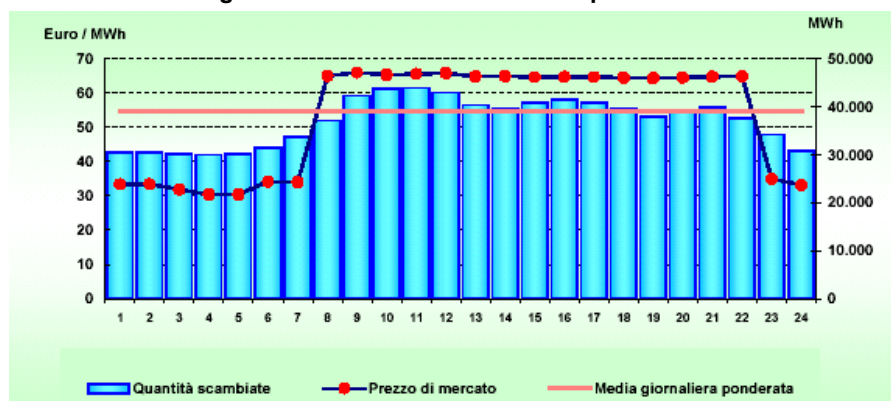
Il ridotto livello di competizione¹⁶ e l'assenza di pressioni dalla domanda in questo periodo dell'anno ha determinato una variazione giornaliera dei prezzi di acquisto relativamente bassa (se confrontata con i valori che può essere raggiunta dalle Borse elettriche), che sui prezzi medi si è attestata intorno al 45% circa. Curiosamente, è stata maggiore la volatilità dei prezzi nelle ore di base che in quelle di picco, in parte appunto per la bassa pressione della domanda nel mese di aprile (e quindi per la relativa infrequenza dei picchi di prezzo), in parte perché tra gli impianti di picco vi è maggiore potere di mercato di quanto vi sia tra gli impianti di base.

Fig. 11 - Andamento MGP IPEX 6 aprile 2004



¹⁶ L'indice di Hirschman-Herfindahl per il mese di aprile calcolato dal GME segnala un buon livello di competitività solamente per l'area Nord, mentre elevato il livello di oligopolio al Sud e in particolare in Sicilia.

Fig. 12 - Andamento MGP IPEX 7 aprile 2004



Fonte: GME

Pur non essendo propriamente corretto confrontare i prezzi di acquisto che emergono con il metodo dell'ordine di merito rispetto alle tariffe del mercato vincolato, va sottolineato che i prezzi medi di acquisto si sono mossi nei giorni feriali su livelli un po' superiori al vecchio PG_N . Da notare che i prezzi medi nelle ore vuote hanno superato il costo del Ct fissato per il mese di aprile.

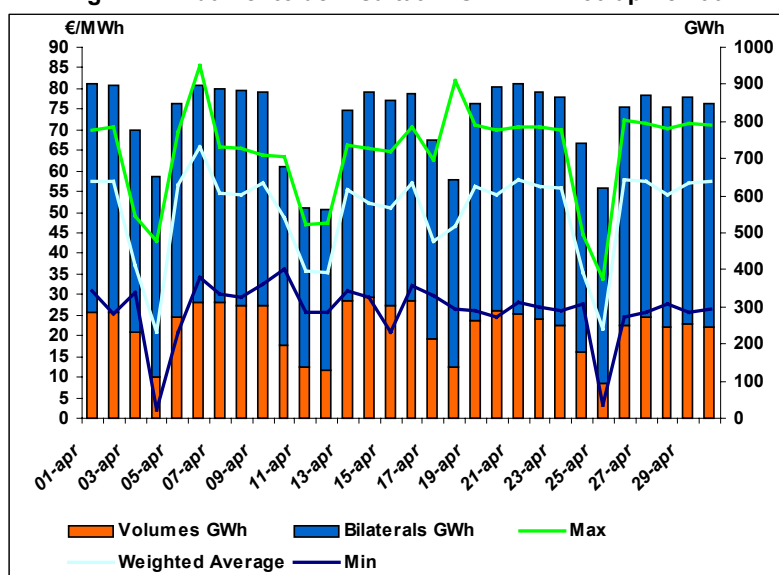
Fig. 13 - Andamento Prezzo Unico Nazionale medio sull'IPEX €/MWh

	Ponderati su volumi totali (A)	Ponderati su volumi Borsa (B)	Differenza (B-A)
01-apr	57,59	58,55	0,96
02-apr	57,45	59,05	1,60
03-apr	36,91	37,48	0,57
04-apr	20,92	23,68	2,76
05-apr	56,95	60,36	3,42
06-apr	65,78	67,84	2,06
07-apr	54,75	56,05	1,30
08-apr	54,48	56,21	1,73
09-apr	56,69	58,38	1,69
10-apr	48,84	49,86	1,02
11-apr	36,43	37,47	1,04
12-apr	35,25	36,59	1,34
13-apr	55,19	57,17	1,99
14-apr	52,48	54,87	2,39
15-apr	51,37	54,89	3,52
16-apr	57,12	59,61	2,49
17-apr	43,32	44,88	1,56
18-apr	35,95	36,59	0,64
19-apr	56,50	59,67	3,17
20-apr	53,05	55,03	1,98
21-apr	57,32	59,49	2,17
22-apr	55,77	58,04	2,26
23-apr	55,06	57,48	2,42
24-apr	34,62	35,19	0,57
25-apr	24,59	26,38	1,79
26-apr	57,28	61,50	4,22
27-apr	54,46	57,37	2,91
28-apr	53,68	55,91	2,23
29-apr	56,81	59,74	2,93
30-apr	56,28	58,55	2,26
Media	49,76	51,80	2,03
Media giorni feriali	56,00	58,37	2,37
Media giorni festivi	35,20	36,46	1,26

Fonte: elaborazioni Banca Intesa da dati GME

Il fenomeno può apparire preoccupante in vista dei momenti di maggiore domanda estiva, in cui il margine di riserva del sistema produttivo italiano si riduce intorno al 5%¹⁷, ma era prevedibile immaginare che l'avvio della competizione avrebbe spinto i produttori ad aumentare i margini. E' prevedibile che i prezzi continueranno a muoversi intorno a questi livelli tariffari ancora per un certo tempo, con il vecchio PG_N a rappresentare il limite "inferiore" dei prezzi medi di acquisto. D'altro canto, le disposizioni transitorie per il 2004 e l'aggancio dei contratti bilaterali stipulati dall'AU ai livelli della vecchia tariffa, forniscono un benchmark importante anche per i prezzi medi di Borsa e gli operatori, finchè perdurrà l'attuale modesto tasso di competizione, non hanno per ora incentivi alla riduzione dei margini. La discesa del prezzo, a parità di prezzo del gas, comincerà ad avviarsi solamente quando entreranno in funzione i nuovi impianti a ciclo combinato e vi saranno più soggetti attivi sul mercato. E' quindi possibile che nel breve termine siano possibili aggravii della componente a copertura dei costi di approvvigionamento in tariffa per i consumatori finali, considerando che questa sarà rappresentata dal costo medio di approvvigionamento dell'AU che, per quantitativi considerevoli del proprio fabbisogno (circa il 60%), soprattutto nelle ore piene¹⁸, si rifornisce nell'IPEX.

Fig. 14 - Andamento dei risultati MGP IPEX 1-30 aprile 2004



Fonte: Banca Intesa da dati GME

Osservando i prezzi zionali, va segnalato che in media (ponderata per quantità ceduta), i prezzi sono risultati superiori al prezzo unico nazionale di acquisto; i prezzi hanno naturalmente presentato una maggiore variabilità, confermando il ruolo che ha il prezzo unico nazionale nello stabilizzare il prezzo di acquisto per gli acquirenti¹⁹.

¹⁷ La maggiore piovosità dei primi mesi dell'anno e soprattutto i grandi quantitativi di neve scesi nel corso dello scorso inverno fanno ritenere probabile un'elevata producibilità idroelettrica che potrebbe aumentare tale margine

¹⁸ Non può essere considerato un caso che l'asta per i contratti per differenza nelle ore piene lanciata dall'AU sia andata praticamente deserta per ben due volte (anche se a rigor di logica la piena sottoscrizione dei cfd nelle ore di picco avrebbe svuotato di fatto l'IPEX)

¹⁹ Il PUN si infatti mosso in media in un range di 2-85 €/MWh, mentre i prezzi zionali si sono mossi nel massimo range ammesso dalle regole del mercato, cioè 0-499 €/MWh

Fig. 15 - Prezzi medi zionali 1-30 aprile 2004

	Prezzi - Euro / MWh		
	Media ponderata	Min	Max
SISTEMA ITALIA	51,83	2,12	86,42
<i>Nord</i>	50,74	0,00	85,20
<i>Centro Nord</i>	49,92	0,00	85,20
<i>Centro Sud</i>	53,28	0,00	85,20
<i>Sud</i>	54,18	0,00	85,20
<i>Sicilia</i>	55,35	0,00	89,99
<i>Sardegna</i>	52,38	24,49	90,10
<i>Calabria</i>	62,32	0,00	89,99
<i>Grecia</i>	50,64	0,00	85,20
<i>Austria</i>	47,77	0,00	85,20
<i>Svizzera</i>	46,38	0,00	85,20
<i>Corsica</i>	0,00	0,00	0,00
<i>Slovenia</i>	47,60	0,00	85,20
<i>Francia</i>	43,85	0,00	85,20
<i>Rossano</i>	55,93	19,75	85,20
<i>Brindisi</i>	48,95	0,00	85,20
<i>Tirreno - Ranco</i>	50,61	0,00	85,20
<i>Piombino</i>	53,75	19,75	71,50
<i>Montalcene</i>	45,17	0,00	85,20
<i>Priolo G.</i>	53,64	0,00	89,99

Fonte: GME, rapporto mensile aprile 2004

Il mercato è stato più attivo al Nord, dove si concentra la maggior parte degli scambi (pari al 45% delle vendite e al 52% degli acquisti e dove viene immesso in Borsa il 48% del totale del fabbisogno). Il mercato si è articolato tendenzialmente in tre macro-aree: a) il continente, (dove però nel 50% delle ore si è separata la zona della Calabria e il polo di Rossano Calabro mentre il 17,25% si sono separate le aree Nord e Centro Nord); b) la Sicilia; c) la Sardegna, con queste ultime due aree che di fatto rappresentano sistemi autonomi. La separazione zonale non ha comportato grandi variazioni nei prezzi tra le aree, ma ha comunque generato una rendita da congestioni non irrilevante (pari infatti nel mese di aprile a € 4,4 mln), segno di una certa frequenza nelle congestioni, che potrebbe aumentare durante i periodi di picco.

Pur essendo prematuro tirare conclusioni sull'andamento dell'IPEX, data la sua breve storia, alcune caratteristiche di base ipotizzate dagli operatori del settore – cioè una certa stabilità dei volumi e dei prezzi intorno a livelli elevati, la nuova articolazione delle offerte in ore piene ed ore vuote al posto della vecchia articolazione per fasce e una sua scarsa volatilità, una certa frequenza delle congestioni con la separazione tra mercato continentali e isole maggiori a cui si aggiunge spesso la separazione della Calabria e, infine, un maggiore livello di competizione al Nord rispetto all'area Sud – sembrano quindi già essere emerse.

Per quanto riguarda invece l'andamento del mercato di aggiustamento, sono da registrare volumi scambiati ovviamente decisamente più bassi – circa l'8% dei volumi scambiati sul mercato del giorno prima per complessivi 0,5 TWh nel mese di aprile – con prezzi abbastanza allineati rispetto a quelli del mercato del giorno prima.

Il primo vero banco di prova dell'IPEX arriverà quindi con i primi caldi estivi, che già a giugno scorso misero in crisi il sistema elettrico italiano. Sarà interessante vedere se la Borsa segnalerà eventuali situazioni di scarsità di offerta attraverso il meccanismo dei picchi dei prezzi.

4. Le esperienze straniere: i risultati più significativi

Fare un confronto tra le Borse elettriche europee non ha molto senso, se non si tiene presente la distinzione effettuata nel capitolo 1 tra Borse elettriche di natura “fisica” e Borse elettriche di natura finanziaria. Lo scopo per cui sono state istituite infatti determina conseguenze diverse sia nei volumi, sia nei prodotti che sono in essi scambiati.

I confronti hanno quindi senso se condotti per modelli “omogenei” o quantomeno appartenenti alle stesse “famiglie” di Borse elettriche. In questo studio, vengono quindi identificati due raggruppamenti, quello delle borse che sono legate alla programmazione e al dispacciamento degli impianti e quello delle borse puramente finanziarie. Al primo gruppo appartengono l'OMEL spagnolo e le tre borse statunitensi del NewEngland Power Pool (NePool), del New York Power Pool (NYPP) e del PJM; al secondo gruppo appartengono la borsa francese Powernext, quella tedesca EEX, quella olandese APX e il borsino inglese UKPX. Il sistema NordPool rappresenta un caso particolare, in quanto ha caratteristiche tipiche sia delle borse fisiche sia di quelli più propriamente finanziarie.

Ovviamente, un confronto dettagliato in questa sede delle caratteristiche specifiche di tutte le borse elettriche non è proponibile, anche se queste spiegano in larga parte la natura delle borse stesse nonché, ovviamente, livello e movimenti dei prezzi. Tuttavia, si cercherà di descrivere per ciascuna di queste borse le caratteristiche principali, in modo da inquadrarne la tipologia e dare spiegazione di alcuni risultati.

4.1 Le borse elettriche “fisiche”

Le Borse elettriche fisiche da noi analizzate (OMEL spagnolo, NePool, NYPP, PJM), presentano molte caratteristiche simili;

- Hanno un mercato del giorno prima di programmazione basato su prezzi orari;
- Tale mercato non è formalmente obbligatorio, ma poiché in Borsa transitano come passanti anche i contratti bilaterali, l'ordine di merito e i prezzi che vengono generati nel sistema di fatto rispecchiano il prezzo di sistema;
- Le tre borse americane hanno un sistema di prezzi zonal (l'OMEL applica invece il *system marginal price*);
- Hanno sistemi di mercato di gestione delle congestioni; su un mercato apposito il sistema spagnolo e il NYPP, tramite il meccanismo dei Locational Marginal Prices (LMP)²⁰ per quanto riguarda le altre borse;
- Hanno tutti sistemi di mercato per il reperimento delle risorse di dispacciamento – anche detti servizi ancillari (riserva e bilanciamento).
- Le Borse americane hanno anche mercati della capacità, sia per la messa a disposizione di riserva a breve termine, sia per la capacità da costruire (o di lungo termine).

²⁰ Gli LMP sono composti da tre componenti; la componente energia vera e propria, una componente a copertura dei costi di congestione e una a copertura dei costi legati alle perdite specifiche di rete. Le ultime due componenti sono quelle che differenziano i prezzi tra le località e permettono la formazione del prezzo zonale. Pur non essendo un vero e proprio “prezzo della congestione”, tuttavia forniscono un'importante indicazione dei costi relativi di congestione.

- Le borse americane hanno istituito dei contratti di copertura del rischio congestioni, cioè del differenziale di prezzo tra le zone. Questi contratti, definiti Financial Transmission Rights (FTR) vengono scambiati su un apposito mercato e operano come *swap* aventi come sottostante il costo esplicito della congestione (nel NYPP) o il differenziale di prezzo tra le zone (NEPool e PJM), garantendo al detentore la copertura dal rischio derivante da eventuali forti oscillazioni di prezzo causate da colli di bottiglia sulla rete.

Le molte similarità tra queste borse sono evidenziate da: *i)* il fatto che le borse sono gestite direttamente dal gestore della rete (Independent System Operator, ISO) nei casi statunitensi, o da società strettamente connesse con il gestore della rete; *ii)* i volumi scambiati sul DAM rappresentano una quota assai rilevante delle transazioni fisiche complessive. Nell'OMEL di fatto transita praticamente tutta la produzione spagnola – in media 600 GWh al giorno, equivalenti all'incirca a 220 TWh nel 2003; nel NYPool, il 50% dell'offerta viene scambiata sul mercato spot (circa 80 TWh all'anno), nel PJM e nel NePool, poco più del 30%; *iii)* la volatilità dei prezzi²¹ ha livelli comparabili in tutte queste quattro borse, ed è considerevolmente minore della volatilità delle borse "finanziarie". *iv)* i volumi degli scambi sui mercati sequenziali (di aggiustamento piuttosto che delle congestioni o dei servizi ancillari) sono molto minori, in quanto impiegati dagli operatori per aggiustare le proprie posizioni. Anche i prezzi che ne derivano tendono ad allinearsi a quelli del mercato del giorno prima, anche perché la regolamentazione pone regole restrittive alle offerte al fine di evitare comportamenti strategici. *v)* i mercati della capacità non sembrano avere molto successo, mentre gli strumenti di copertura rispetto ai costi di congestioni hanno solitamente un successo crescente

Fig. 16 - Principali dati borse elettriche fisiche

	Omel	PJM		NePool		NYPP	
		Baseload	Peak	Baseload	Peak	Baseload	Peak
Capacità scambiata (GW)	30	12		15		12	
Prezzi medi	31,81 €/MWh	21,14 \$/MWh	38,89 \$/MWh	29,64 \$/MWh	45,12 \$/MWh	36,50 \$/MWh	61,09 \$/MWh
Volatilità	1,02	1,10	2,90	1,33	4,40	1,15	3,20

* I dati di prezzo sono relativi al periodo 1/1/2001 – 14/03/04. Per il NePool i dati disponibili da Bloomberg giungono fino al 20/02/03

Fonte: Banca Intesa da fonti varie

Tali borse quindi tendono a replicare su base decentrata e di mercato gli strumenti normalmente adottati dagli operatori per la gestione fisica del sistema. Sono cioè costruite al fine di fornire incentivi di mercato agli operatori per garantire le risorse che, in linea teorica, non sono più obbligati a fornire per motivi di servizio pubblico. Tendono quindi ad essere borse abbastanza complesse, molto legate agli aspetti tecnici e alla conoscenza della situazione degli impianti e della rete, molto spesso fortemente regolate

²¹ La volatilità è calcolata come la standard deviation delle differenze tra le medie settimanali dei prezzi (calcolate giorno per giorno su base rolling). Per l'OMEL viene usato il prezzo medio di sistema, per le borse statunitensi è invece impiegato il valore medio dei prezzi zonal o LMP, fornito da Bloomberg

al fine di limitare il potere di mercato che si crea dall'iterazione continua tra pochi operatori sugli stessi mercati. Da un altro punto di vista, tuttavia, tale complessità e tecnicità del mercato riduce gli incentivi all'istituzione di contratti puramente finanziari, che infatti hanno un modesto sviluppo (se non per la copertura di situazioni meramente fisiche come, appunto, il rischio di congestione della rete). Sono quindi mercati che tendenzialmente rimangono riservati agli operatori del settore, meglio se provvisti di capacità produttiva.

Sotto molti aspetti, la borsa elettrica italiana può essere collocata in questo gruppo di mercati.

4.1.1. L'analisi dei singoli mercati

Omel

Di fatto, l'unica borsa fisica europea (tralasciando il caso italiano) è l'OMEL spagnolo, che infatti sotto molti punti di vista è quella che può essere meglio utilizzata come termine di paragone del nascente IPEX italiano. Istituita nel 1999, essa è formata da un mercato del giorno prima, sei sessioni di mercati di aggiustamento, una sessione per la risoluzione delle congestioni, un mercato per i servizi ancillari.

Il mercato del giorno prima è un mercato spot orario, (cioè un classico *Day Ahead Market- DAM*), che determina un *system marginal price (smp)* non zonale, che funge da riferimento per tutto il sistema elettrico spagnolo. Anche se la borsa non è obbligatoria, gli incentivi a partecipare sono tali²² che quasi tutta la generazione elettrica viene offerta nel DAM; i volumi scambiati nel 2003 infatti sono all'incirca 600 GWh al giorno, che rappresentano all'incirca la totalità dei consumi spagnoli. Il prezzo emerso nel DAM dell'OMEL è in media piuttosto contenuto (intorno ai 30 MWh), con una volatilità abbastanza ragionevole per quanto riguarda le borse elettriche; sintomo di una certa stabilità dei prezzi che d'altra parte riflette il fatto che tutta l'offerta sia convogliata in Borsa e che il mercato spagnolo sia abbastanza oligopolistico (vi sono di fatto due operatori di grandi dimensioni, Endesa ed Iberdrola, che insieme rappresentano il 55-60% dell'offerta). In effetti, l'unico vero e proprio picco di prezzo²³ registrato negli ultimi anni si è verificato nei primi mesi del 2002, in presenza di una forte siccità che ha ridotto le disponibilità idroelettriche (che contano per quasi il 30% della capacità), e che ha comportato anche un aumento della volatilità annua dei prezzi.

Fig. 17 - Prezzi medi e volatilità giornaliera sull'OMEL

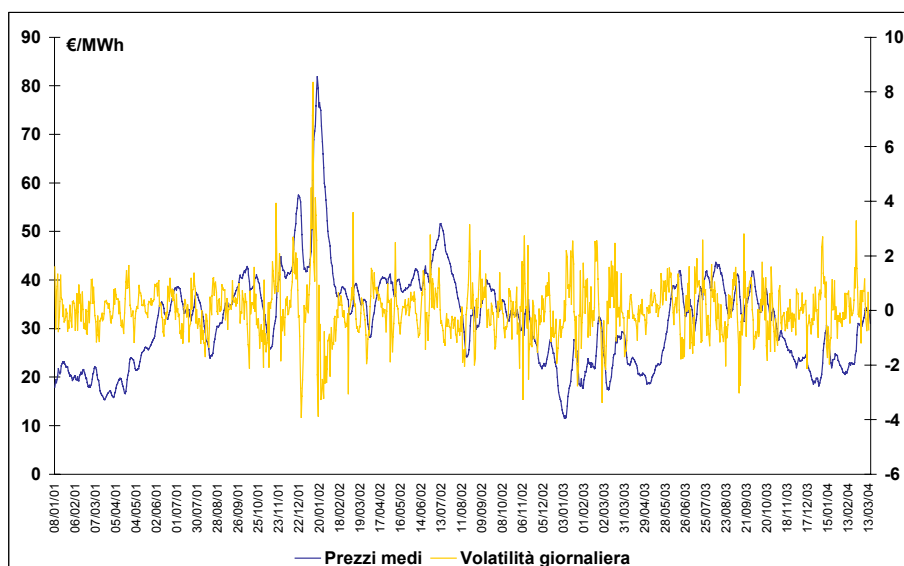
	Prezzi medi €/MWh	Volatilità
2001	30,1	0,83
2002	37,72	1,24
2003	28,86	0,97
2004	25,61	0,91

Fonte: Banca Intesa da dati OMEL

²² Gli operatori che non partecipavano alla Borsa non erano infatti ammessi al riconoscimento degli *stranded costs*.

²³ Calcolato sulla base di medie mobili, in modo da cogliere se si tratta di picchi di prezzo che hanno avuto un impatto significativo sul prezzo medio. Nelle Borse elettriche spesso si verificano picchi di prezzo dalla durata di un solo giorno, che, seppur significativi, non hanno forte impatto sui prezzi medi del sistema. Tale criterio è utilizzato in tutta la nostra analisi

Fig. 18 - Prezzi medi e volatilità giornaliera sull'OMEL



Fonte: Banca Intesa da dati OMEL

Il mercato infragiornaliero di aggiustamento presenta volumi chiaramente molto inferiori – circa 80 GWh al giorno, perlopiù concentrati sulla prima sessione. I prezzi sono in media più bassi del *DAM* – il che implica che non viene usato a fini speculativi e che quindi la regolamentazione spagnola è riuscita ad evitare comportamenti strategici sui mercati sequenziali. La volatilità è tuttavia superiore che nel mercato *DAM*, a causa dei minori volumi transati. Infine, nel mercato dei servizi ancillari OMEL si approvvigiona dell'energia per la regolazione primaria secondaria e terziaria e gestisce gli sbilanciamenti. Il costo di questi servizi ancillari rappresenta all'incirca il 3-4% del costo complessivo dell'energia, il che appare nell'*upper bound* dei costi tipici di tali servizi a livello internazionale²⁴. Tuttavia, non essendosi mai verificati black out di sistema, né essendovi stati forti picchi di prezzo che abbiano danneggiato i consumatori si può concludere che tale sistema abbia funzionato abbastanza bene.

PJM – NePool – PJM

Questi tre mercati statunitensi hanno molte caratteristiche che li assimilano, oltre ai modelli organizzativi che hanno assunto.

Innanzitutto sono tre mercati sostanzialmente confinanti, posti nell'area orientale degli Stati Uniti. Il PJM è il maggiore dei tre mercati (325 TWh è la domanda annua), mentre NePool e NYPP sono più piccoli – hanno una domanda di picco intorno ai 25 GW e una domanda complessiva annua intorno ai 160 TWh.

Tutti e tre i mercati sono caratterizzati da picchi di domanda concentrati nel periodo estivo, un'offerta basata principalmente su fonti fossili tradizionali (carbone, olio combustibile) e nucleare, non particolarmente efficiente; i prezzi medi sono infatti abbastanza sostenuti. Dal punto di vista delle interconnessioni di rete, sono abbastanza ricorrenti i colli di bottiglia determinati dalla non efficiente rete di alta tensione dell'Est degli Stati Uniti,

²⁴ Sono normalmente stimati intorno al 2-3% del prezzo complessivo

che portano anche a frequenti (per gli standard europei) black out locali²⁵. Le tre aree sono interconnesse con scambi abbastanza sostenuti tra gli operatori delle tre aree.

I tre mercati hanno quindi modelli organizzativi simili, che rispecchiano la struttura non dissimile dell'industria. Dal 1999, l'ISO del PJM e del New England hanno avviato una procedura di programmazione decentralizzata, tramite una borsa non obbligatoria con prezzi zonali (o *Locational Marginal Prices, LMP*), a cui fin da subito sono stati affiancati un mercato per la gestione degli sbilanciamenti (*real time market*) ed un mercato per la fornitura della capacità. Il modello si è poi evoluto nel corso degli anni, con la continua modifica dei nodi rilevanti della rete, la costituzione di un mercato degli FTR a copertura dei costi di congestione impliciti nei prezzi zonali e con i mercati dei servizi ancillari. Il NYPP ha iniziato le sue attività nel 2001, con un modello di mercato sostanzialmente simile, ma con l'esplicitazione dei prezzi di congestione, che negli altri sistemi sono invece prezzi "ombra" ricavabili dai prezzi zonali.

I volumi scambiati sui tre mercati sono abbastanza sostenuti. Dal punto di vista della liquidità relativa del sistema, il NePool è il sistema nel quale viene maggiormente utilizzato il mercato spot rispetto al carico complessivo (circa il 60% del carico). Sul NYPP la quota è del 50%, mentre sul PJM è contrattato all'incirca il 30% dell'energia complessivamente ceduta sulla rete. Ciò non toglie che il mercato considerato più competitivo ed efficiente sia proprio il PJM, in funzione delle sue maggiori dimensioni ma anche del maggiore numero di operatori e di un prezzo medio di sistema meno elevato.

I picchi di prezzo sono stati relativamente frequenti. Principalmente, ciò dipende dai frequenti colli di bottiglia e quindi dalle numerose congestioni che si verificano sul sistema. Vi sono tuttavia anche problemi di comportamento strategico che sono legati alla scarsità fittizia di risorse generata dalla cessione di energia agli altri sistemi interconnessi. Qualora infatti sui mercati all'ingrosso confinanti si verificano livelli interessanti dei prezzi, gli operatori hanno tutti gli incentivi a cercare di vendere in quelle aree consistenti lotti produttivi. Ciò può determinare una riduzione momentanea del margine di riserva nell'area di origine, e conseguentemente spingere i prezzi al rialzo; in altri termini, i picchi di prezzo cioè vengono importati dalle aree limitrofe. Negli anni passati, sono stati frequenti casi simili, che hanno costretto i regolatori ad intervenire con una certa frequenza sul tema.

Dal punto di vista dei prezzi, come detto il PJM presenta livelli medi inferiori (prezzi baseload intorno ai 20 \$/MWh contro prezzi sul NYPP intorno ai 36 \$/MWh e sul NePool oltre i 43 \$/MWh). I picchi di prezzo tuttavia sono tutt'altro che infrequenti, perlopiù compresi tra i 100 e i 200 \$/MWh, anche se nel triennio 2000-2002 si sono presentati picchi anche superiori ai 300 \$/MWh. Significativo che i picchi di prezzo si presentino congiuntamente tra i tre mercati, sintomo che, al di là dei livelli, i tre mercati sono piuttosto correlati.

La volatilità dei mercati è comparabile, sia per quanto riguarda i picchi di prezzo che per i prezzi baseload e, elemento di particolare interesse, sono comparabili anche le volatilità dei prezzi di base di queste borse con la Borsa spagnola.

²⁵ L'ultimo black out di una certa rilevanza è quello che ha interessato l'area di Cape Cod, per circa 300.000 utenze, dopo il grande black out dell'estate 2002 che colpì oltre 50 mln di persone.

Fig. 19 - Prezzi medi e volatilità giornaliera su prezzi baseload PJM, NYPP, NePool

	PJM		NYPP		NePool*	
	Prezzi medi \$/MWh	Volatilità	Prezzi medi \$/MWh	Volatilità	Prezzi medi \$/MWh	Volatilità
2001	19,3	0,80	30,46	0,81	28,94	1,47
2002	17,38	0,66	32,76	0,97	26,23	0,90
2003	23,40	1,41	44,09	1,41	52,91	0,95
2004	37,14	1,99	46,59	1,81	n.a.	n.a.

*dati disponibili fino al 28/02/03

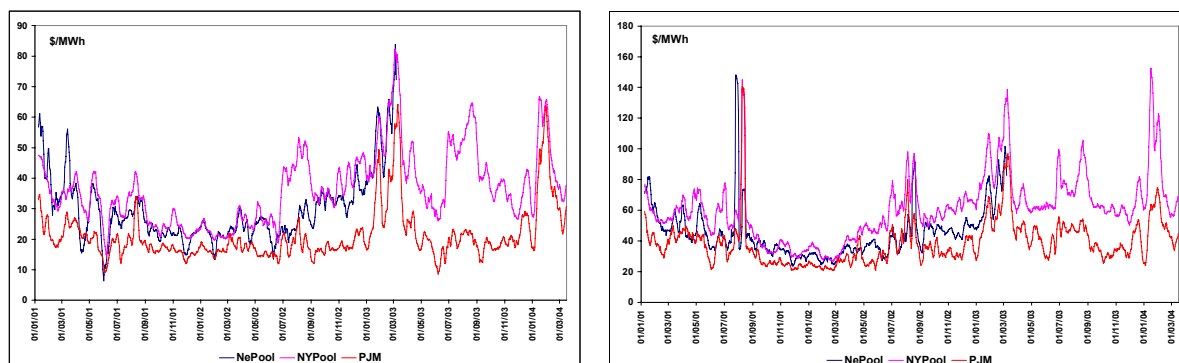
Fonte: Banca Intesa da dati Bloomberg

Fig. 20 - Prezzi medi e volatilità giornaliera su prezzi peakload PJM, NYPP, NePool

	PJM		NYPP		NePool*	
	Prezzi medi \$/MWh	Volatilità	Prezzi medi \$/MWh	Volatilità	Prezzi medi \$/MWh	Volatilità
2001	36,80	4,19	52,36	4,12	28,94	1,47
2002	32,62	2,08	52,49	2,01	26,23	0,90
2003	44,90	2,11	73,29	2,56	52,91	0,95
2004	50,08	2,11	85,40	5,20	n.a.	n.a.

*dati disponibili fino al 28/02/03

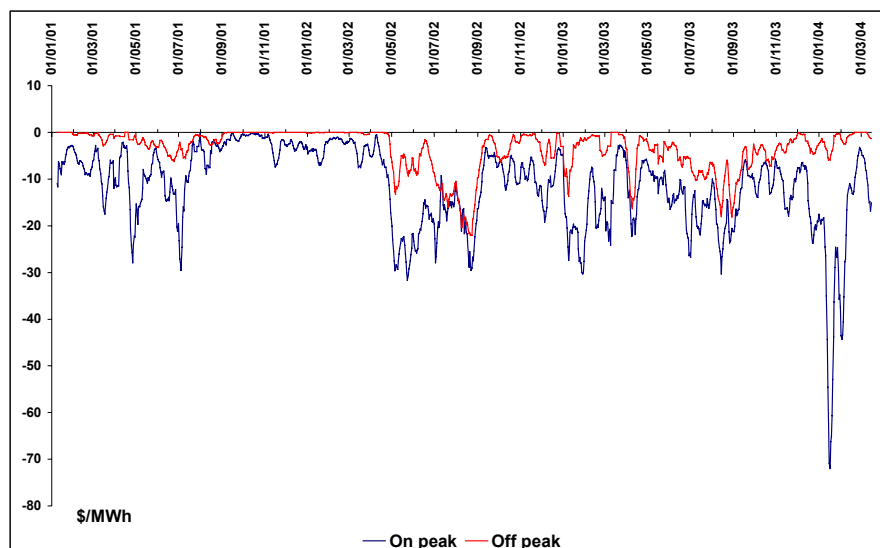
Fonte: Banca Intesa da dati Bloomberg

Fig. 21 e 21 bis. - Prezzi medi baseload e peakload PJM, NYPP, NePool*

*dati disponibili fino al 28/02/03

Fonte: Banca Intesa da dati Bloomberg

Per quanto riguarda gli altri mercati, il fattore di maggiore interesse riguarda i prezzi delle congestioni. L'analisi del prezzo della congestione sul NYPP evidenzia chiaramente come questi siano praticamente sempre presenti nei momenti di picco, con una volatilità piuttosto sostenuta e in aumento nell'ultimo anno, a causa dei problemi particolarmente gravi sofferti dalla rete nel 2003. Il prezzo medio della congestione non è elevato (intorno agli 11 \$/MWh) e, considerando i ridotti volumi, l'effetto finale per il consumatore può essere stimato in circa 0.1 cents/kWh, un livello comparabile con quello pagato "implicitamente" nei prezzi zonali anche negli altri due sistemi.

Fig. 22 - Prezzi della congestione sul NYPP*

* convenzionalmente i prezzi medi della congestione sono indicati con segno negativo

Fonte: Banca Intesa da dati Bloomberg

Per quanto riguarda gli altri mercati, va segnalato l'interesse crescente per il mercato degli FTR, mentre i mercati della capacità presentano volumi e prezzi scarsamente significativi. I mercati del real-time market, dei servizi ancillari, della congestione e della capacità rappresentano comunque una quota significativa del prezzo dell'energia all'ingrosso pagata dai consumatori.

4.2 Le borse elettriche finanziarie in Europa

Le Borse elettriche finanziarie da noi prese in considerazione (EEX, PowerNext, APX, UKPX) sono caratterizzate dai seguenti elementi comuni:

- Non forniscono ordini di merito, programmazione e gestione sono compiute in maniera autonoma dal Gestore (o dai Gestori) della Rete locale.
- Tendono a fornire prodotti che rispecchiano le modalità di contrattazione che sorgono sul mercato. Tipicamente quindi forniscono contratti per forniture di base e di picco, a cui si affianca, a fini fondamentalmente di bilanciamento, un mercato per le contrattazioni spot su base oraria.
- Forniscono diversi indici di prezzo da utilizzare per la valutazione dell'andamento del mercato e soprattutto come sottostante per la costruzione di contratti derivati; a questo proposito, tali mercati si dotano o intendono dotarsi nel breve termine di una sede per la contrattazione di *futures* con scadenze legate alle stagionalità tipiche dell'industria (*futures* con scadenze settimanali, mensili, trimestrali).
- Alcuni di questi operano anche come clearing house dei contratti derivati (principalmente swap o cfd) scambiati OTC.

Il successo di queste Borse è dunque legato alla credibilità che questi mercati riescono ad incontrare presso gli operatori e alla loro capacità di fornire una modalità di contrattazione alternativa rispetto ai contratti bilaterali che tipicamente sono stipulati tra produttori e consumatori del mercato elettrico. Tanto più tali mercati riescono ad attrarre clienti, tanto più il mercato diviene liquido e i prezzi che in essi emergono diventano i prezzi di

riferimento del sistema. I principali indicatori di successo di questi mercati quindi sono dati dai volumi in esso scambiati e dalla volatilità dei prodotti.

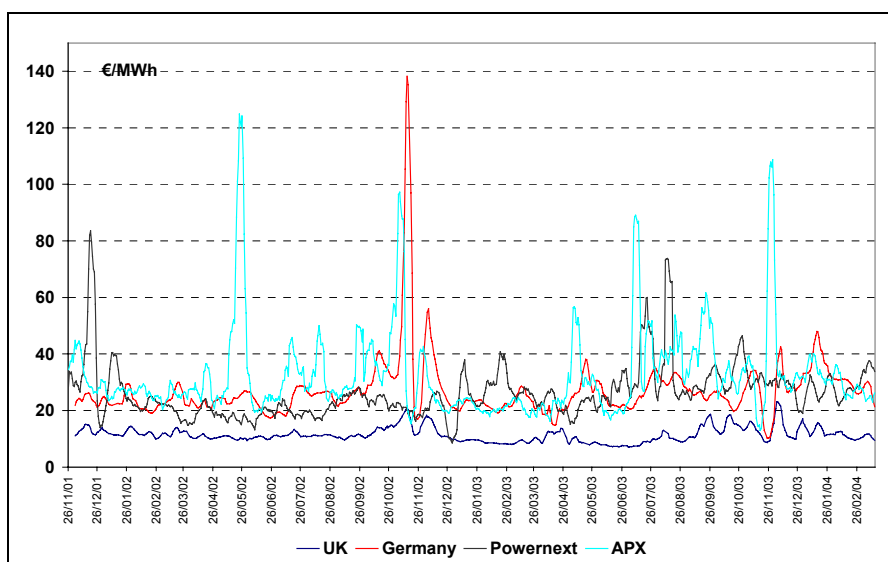
Fig. 23 - Volumi e volatilità storiche sulle Borse elettriche di tipo finanziario in Europa

	EEX	PowerNext	APX	UKPX
Volumi (TWh/mese)	30	1	1	1,5
Volatilità (storica)	2,47	2,60	6,48	0,72

Fonte: BancaIntesa da fonti Bloomberg e Borse Elettriche

Balzano immediatamente all'occhio, nei confronti delle Borse fisiche analizzate in precedenza, i minori volumi scambiati – anche se misurati con parametri molto diversi rispetto alla borse fisiche, e la maggiore volatilità del mercato. Trattandosi infatti di contratti finanziari di varia natura, non si può più parlare di capacità di produzione che viene convogliata nella Borsa, quanto invece di energia contrattata e scambiata in varie forme nel mercato. Sono tuttavia piuttosto elevati i volumi scambiati sull'EEX tedesco, che infatti può essere considerato il mercato utilizzato dai principali trader di energia elettrica per l'Europa Continentale; modesti sono ancora i volumi scambiati sulla borsa francese PowerNext, non solo perché è l'ultima ad essere partita, ma anche a causa della forte concentrazione del mercato francese, che scoraggia molti operatori dal parteciparvi. La conseguenza dei minori volumi transati, ma anche delle caratteristiche finanziarie dei prodotti, tende ad aumentare la volatilità dei prezzi, particolarmente elevata nella Borsa Olandese dell'APX a causa della presenza di limiti di transito sulle linee di importazione che rendono facile la manipolazione del prezzo – con conseguenza decisamente negative per la reputazione di tale mercato e per il suo sviluppo. Modesta, ma in crescita, la dimensione del borsino inglese.

Fig. 24 - Andamento dei prezzi medi sulle Borse Europee gennaio 2001 marzo 2004



Fonte: Banca Intesa da dati Bloomberg

Le caratteristiche di tali mercati rendono più frequenti e probabili i picchi di prezzo, soprattutto rispetto all'OMEL spagnolo, come mostra l'elaborazione presentata nel grafico 24, che mostra l'andamento del prezzo medio dei

contratti spot orari sui mercati di riferimento. La frequenza e l'intensità dei picchi è molto più elevata delle borse fisiche, in particolare per quanto riguarda la Borsa olandese.

4.2.1. L'analisi dei singoli mercati

EEX

La Borsa tedesca European Energy Exchange (EEX), sita in Lipsia, deriva dalla fusione avvenuta nel 2002 tra le due precedenti borse tedesche LPX (Leipzig Power Exchange) e European Energy Exchange, sita a Francoforte. LPX, gestita dal NordPool, era basata su un mercato spot orario del giorno prima, mentre sull'EEX di Francoforte erano scambiati unicamente contratti di fornitura "per blocchi" (baseload e peakload). L'attuale EEX fonde le due esperienze; il punto di partenza è dato dal mercato orario del giorno prima, ma vi è anche la possibilità di fare offerte "per blocchi" di ore prestabilite, sempre per acquisto e vendita il giorno prima (quindi considerati contratti spot per il mercato elettrico).

Il mercato funziona sulla base di aste prezzo/quantità per quanto riguarda il mercato day-ahead e di prodotti strutturati per blocchi di ore, che attualmente sono:

- Contratto off-peak I (dall'una alle otto del mattino);
- Contratto off-peak II (dalle 21 alle 24);
- Night (dall'una alle sei del mattino);
- Morning (dalle sette alle dieci del mattino);
- Business (dalle 9 alle 16);
- High Noon (dalle 11 alle 14);
- Afternoon (dalle 15 alle 18);
- Rush Hour (dalle 17 alle 20);
- Evening (dalle 19 alle 24).

Oltre ai contratti orari e per blocchi di ore, EEX prevede lo scambio di contratti che hanno come sottostante i prezzi orari del mercato del giorno prima per le ore di base e per le ore di picco (e, separatamente, per il weekend), attraverso il meccanismo della contrattazione continua invece che lo strumento delle aste orarie.

Più recentemente, infine, EEX si è proposto anche come sede di scambio per *futures*, con scadenze settimanali, mensili, trimestrali ed annuali.

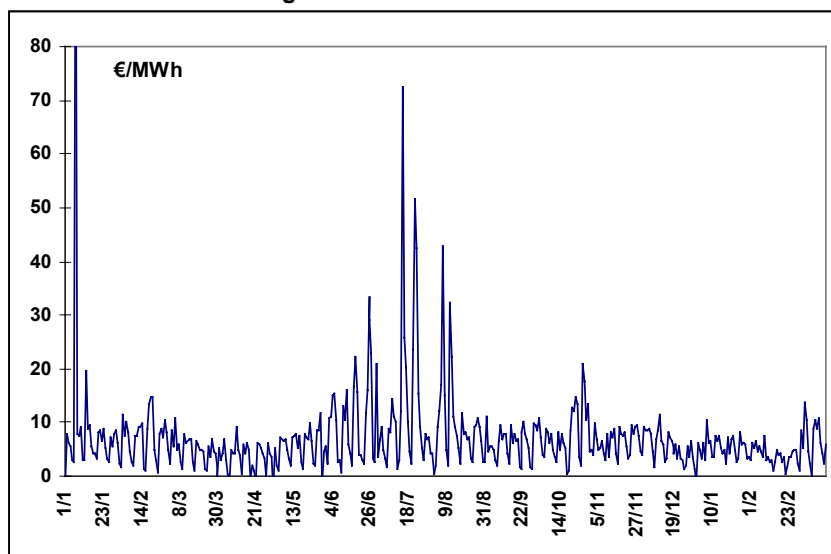
L'ultimo servizio che EEX ha avviato è quello di sede per il *clearing* dei contratti OTC per il mercato tedesco.

In termini di volumi, EEX ha avuto un andamento costantemente crescente fino al 2003, grazie soprattutto al balzo determinato dall'avvio delle contrattazioni per i prodotti futures. Dei 30 TWh attualmente scambiati sull'EEX, quasi 25 TWh afferiscono ai contratti futures. Di questi, i contratti maggiormente scambiati sono relativi ai contratti annuali, (quasi il 75% dei volumi totali), anche se la liquidità è concentrata principalmente sulle prime due posizioni. I contratti stagionali raggruppano volumi per poco più di 3 TWh, mentre i contratti mensili riguardano poco meno di 2 TWh. Va detto che dei 25 TWh scambiati come contratti futures, ben 15 TWh afferiscono a contratti OTC, che rappresentano quindi la parte ampiamente maggioritaria dei contratti scambiati sul mercato tedesco. Il mercato spot su base asta

(sia oraria che per blocchi di ore) movimentati volumi per poco più di 5 TWh, mentre l'apporto dei contratti scambiati tramite contrattazioni continue è minimo (48 GWh/mese).

L'EEX rappresenta ormai certamente il mercato di riferimento per il mercato tedesco e per gran parte dell'Europa Continentale, soprattutto per le transazioni sul mercato *futures*. Essa infatti funge da riferimento anche per le transazioni sui vicini mercati del Benelux (in concorrenza con l'APX olandese), dell'area baltica e della Polonia (in concorrenza con il NordPool) e per i vicini mercati dell'Est (Ungheria, Rep.Ceca, Slovacchia), che sono esportatori netti verso la Germania. Considerando inoltre i grandi scambi di energia che intercorrono tra Francia e Germania (per la verità, in gran parte in direzione tedesca), EEX rappresenta anche il prezzo di riferimento per le esportazioni francesi e, con l'apertura anche del mercato francese, si candida come potenziale *hub* per il trading continentale di energia elettrica. I prezzi hanno una certa stabilità, con il prezzo medio che dal gennaio 2003 al 15 marzo 2004 è stato, per gli scambi baseload poco superiore ai 29 €/MWh e per i contratti peakload poco superiore ai 37 €/MWh. Importante è sottolineare che la differenza tra i due prezzi è stata relativamente costante, indice di una certa solidità del mercato, ad eccezione di un paio di momenti di crisi all'inizio del 2003 e durante la siccità della scorsa estate, dove i prezzi nelle ore di alto consumo hanno raggiunto picchi notevoli (sovente oltre 150 €/MWh), ampliando la forbice tra i contratti. La volatilità è stata però abbastanza sostenuta (67% per i prezzi baseload, oltre il 160% per i prezzi peakload), ad evidenziare un anno particolarmente difficile per il mercato elettrico centro-europeo.

Fig. 25 - Differenza tra prezzi baseload e prezzi peakload sull'EEX, gennaio 2003-marzo 2004



Fonte: elaborazioni BancaIntesa da dati EEX

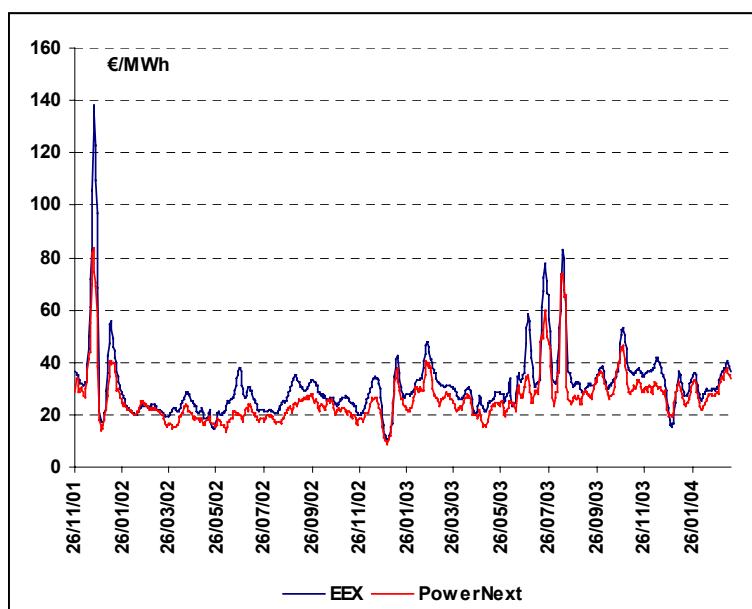
PowerNext

Lanciata nel novembre 2001, la Borsa Francese PowerNext è molto meno sviluppata dalla sua vicina tedesca. Powernext è controllata per il 51% da una joint-venture tra la borsa francese Euronext e una società (HGRT) costituita dai gestori della rete francese, olandese e belga, mentre il 49% è suddiviso tra importanti operatori finanziari ed elettrici dell'area francese (BNP Paribas, EdF, Electrabel, Société General, Total, Endesa ed Atel).

Gli scambi sono per ora limitati a circa 1 TWh/mese e sono concentrati unicamente sul mercato orario day-ahead (che quindi è cinque volte più piccolo del corrispondente day-ahead market tedesco). A giugno 2004, verranno lanciati anche una serie di prodotti futures – baseload, cioè 24 ore, e peakload (dalle 8 alle 20 dei giorni feriali) – con scadenza mensile (a uno, due, tre mesi), trimestrale e annuale (uno e due anni), nella speranza di ripetere il successo del mercato future dell'EEX.

Nata come borsa elettrica nazionale, Powernext è destinata ad essere concorrente di EEX. Infatti, seppure i volumi siano molto minori della Borsa tedesca EEX, PowerNext presenta profili di volatilità (standard deviation storica pari a 2.60 contro 2.47 dell'EEX) e di prezzo comparabili (prezzi medi nel 2003 pari a 29,35 €/MWh). La correlazione tra i prezzi medi giornalieri registrati sulle due Borse è particolarmente forte; nel periodo novembre 2001-marzo 2004 è stata all'incirca del 92%, ad indicare quanto siano ormai in via di integrazione i due grandi mercati elettrici continentali e quanto, in realtà, ci si stia già orientando su Borse elettriche sovranazionali, laddove i vincoli delle reti non impediscano flussi considerevoli di energia.

Fig. 26 – Andamento prezzi giornalieri su EEX e PowerNext, novembre 2001-marzo 2004



Fonte: elaborazioni BancaIntesa da dati Bloomberg

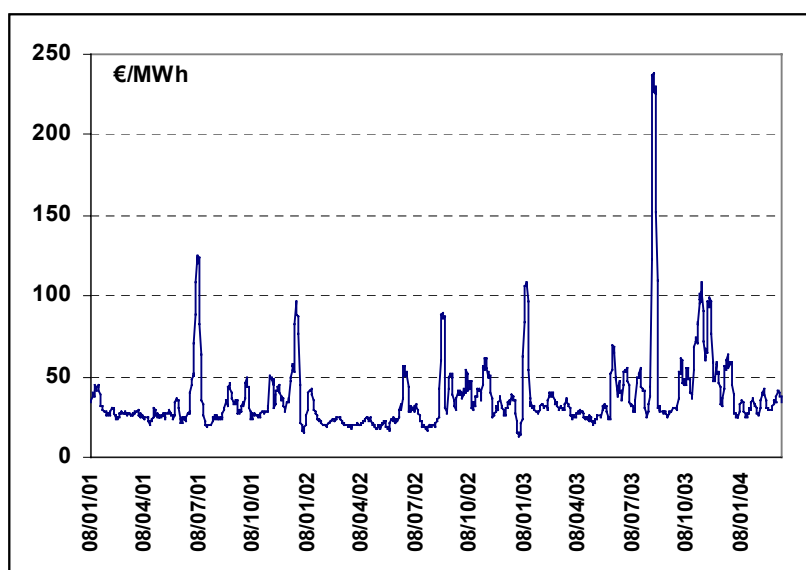
APX

L'Amsterdam Power Exchange (APX) è la Borsa olandese non obbligatoria. Attiva dal maggio 1999 e gestita da TenneT, il gestore della rete olandese, è una delle prime Borse europee ed è strutturata fin dalle origini come un semplice Day Ahead Market, con transazioni orarie spot (sui cui prezzi vengono calcolati degli indici per l'energia venduta baseload e peakload).

Il funzionamento dell'APX è sempre stato oggetto di forti polemiche tra gli operatori. In effetti, i volumi scambiati – sempre abbastanza modesti, essendo stato raggiunto solo recentemente il record di 1 TWh al mese - e soprattutto la conformazione geografica della rete olandese, soggetta a colli di bottiglia sulle linee di importazione da Francia e Germania, hanno determinato una volatilità media dei prezzi molto elevata (standard deviation storica superiore a 6,4, ma nel 2003 la volatilità media è stata di 9,98!). E'

evidente che in tale situazione i rischi per gli operatori siano veramente troppo elevati e possa diventare controproducente operare su tale mercato. Le autorità olandesi hanno spesso avviato indagini per determinare se i prezzi fossero stati manipolati. In particolare, l'accusa rivolta soprattutto verso i principali operatori stranieri è stata di avere ridotto la disponibilità di trasporto verso l'Olanda, in modo da determinare scarsità fittizia sul mercato olandese e far impennare i prezzi. Questo comportamento non è effettivamente nuovo ed è stato osservato sovente anche sui mercati statunitensi – è stato ad esempio al centro di roventi polemiche al tempo della crisi elettrica in California – ed è un esempio dei rischi che si possono correre in un contesto di mercato liberalizzato. Effettivamente, il mercato olandese è quello che ha fatto più spesso registrare picchi di prezzo elevati, anche non in presenza di situazioni di scarsità di offerta come durante la scorsa estate, e per questo motivo ha subito una certa perdita di credibilità presso gli operatori. Un'altra difficoltà per il mercato olandese è derivata dalla forte competizione imposta dall'EEX, che per dimensioni e tipologie di prodotti tende a sottrarre volumi, e poi da Powernext, che nel giro di poco tempo ha raggiunto le stesse dimensioni della borsa olandese. Riteniamo che l'APX possa continuare a mantenere una sua funzione nella misura in cui il mercato olandese avrà interconnessioni relativamente limitate con i mercati francese e tedesco, mentre nel medio periodo appare destinato ad essere inglobato dagli altri mercati continentali.

Fig. 27 - Andamento prezzi medi giornalieri APX , gennaio 2001-marzo 2004



Fonte: elaborazioni BancaIntesa da dati Bloomberg

UKPX

Con la riforma del 2000 chiamata New Electricity Trading Agreement (NETA), il mercato inglese ha profondamente cambiato la sua meccanica, passando da un sistema di Borsa obbligatoria ad un mercato puramente bilaterale, tranne per la selezione delle risorse di bilanciamento in tempo reale. L'abbandono del sistema di Borsa obbligatoria non ha tuttavia fatto scomparire del tutto i mercati organizzati. Su iniziativa autonoma, sono partiti tre mercati che avevano l'obiettivo di fungere da *marketplaces* di alcuni prodotti standardizzati e di operare come *clearing house* dei contratti OTC che inevitabilmente sarebbero cresciuti moltissimo. Delle tre esperienze, una, quella proposta dall'IPE (International Petroleum

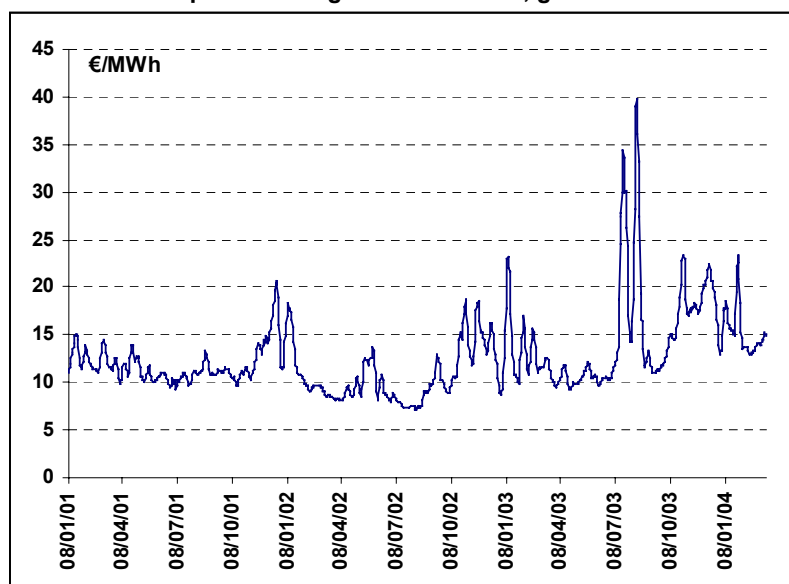
Exchange) è subito abortita, mentre sono rimasti due mercati, uno gestito dal fornitore specializzato di sistemi informatici di gestione del rischio di commodities APX (Automatic Power Exchange) e lo UK Power Exchange avviato da OM, la società che gestisce la borsa finanziaria di Stoccolma²⁶. Quest'ultimo ha senz'altro avuto il maggiore successo ed è quello da noi analizzato in questa sede.

UKPX gestisce un ampio portafoglio di prodotti:

- ❑ Funge da piattaforma di trading per contratti spot giornalieri (divisi in giorni feriali e in giorni festivi) e per contratti spot sulle mezz'ore (a loro volta organizzate anche in blocchi di due e quattro ore)
- ❑ Opera come piattaforma di trading anche per un consistente numero di contratti futures –su base settimanale, mensile, stagionale e annuale;
- ❑ Opera come *matching broker* riconosciuto dalle autorità finanziarie anglosassoni per i prodotti OTC.

Dopo un avvio difficile, dovuto anche al fatto che il cambiamento di regime regolatorio aveva fatto emergere la situazione di *oversupply* del mercato inglese della generazione, facendo crollare i prezzi e mandando in crisi finanziaria molti progetti e società, l'UKPX sembra progressivamente prendere piede, soprattutto nell'ultimo anno, con i volumi che si sono quintuplicati, raggiungendo circa 1,5 TWh al mese. Inoltre, a fianco degli operatori industriali hanno cominciato ad operare anche diverse istituzioni finanziarie specializzate nel mercato delle commodities, attratte dall'aumento dei prezzi medi che da circa 10 €/MWh sono passati a 15 €/MWh, favorendo l'aumento della liquidità – testimoniato anche da un aumento della volatilità che, pur rimanendo al di sotto di quella tipica delle borse finanziarie, rimane molto bassa (standard deviation di 0,72). Pur continuando ad essere dominato dalle transazioni OTC, che, come in Germania, rappresentano volumi ben superiori a quelli che si registrano sui mercati centralizzati, l'UKPX sta riuscendo gradualmente a crearsi una propria credibilità.

Fig. 28 - Andamento prezzi medi giornalieri UKPX , gennaio 2001-marzo 2004



Fonte: elaborazioni BancalIntesa da dati Bloomberg

²⁶ UKPX è in corso di acquisizione da parte dell'Amsterdam Power Exchange

4.3 Il Nordpool

La Borsa scandinava del NordPool è indicata da (quasi) tutti i commentatori come l'esempio di maggiore successo tra tutti i mercati centralizzati che riguardano l'energia elettrica. Fondato nel 1995, il NordPool ha subito numerose modifiche e integrazioni, fino ad assumere una configurazione che lo rende un modello difficilmente imitabile in altri contesti. Il NordPool nasce infatti dalla successiva aggregazione di tutti i mercati elettrici della penisola scandinava, (Norvegia e Svezia per prime, Danimarca e Finlandia e solo recentemente la penisola della Zeelandia in un secondo momento). Il NordPool nasce subito come mercato "fisico", in cui viene fornito un ordine di merito suddiviso per zone che si definiscono in maniera dinamica sulla base dei flussi elettrici sulla rete (*market splitting*), a differenza della suddivisione zonale impiegata nel mercato italiano, dove le zone sono predefinite. Il market splitting permette di definire non solo prezzi differenziati sulla base delle zone ma anche, nel limite del ragionevole, aree che si modificano in funzione di dove si determinano i colli di bottiglia. Data questa funzione, il NordPool fornisce ai gestori delle reti nazionali delle indicazioni di ordine di merito relativamente a quali impianti vanno a produrre – naturalmente per la quota di offerta che transita nel mercato centralizzato del Day Ahead Market (chiamato nel NordPool Elspot). I gestori di rete integrano poi tali risultati con le capacità cedute in rete per mezzo dei contratti bilaterali (o forward) e definiscono l'ordine di merito e la suddivisione zonale del mercato.

Su Elspot transita circa il 30% dell'energia elettrica consumata nei paesi scandinavi – equivalente a 112 TWh nel 2002. Il successo e il buon funzionamento dell'Elspot ha spinto la società ad ampliare i prodotti offerti da NordPool, in primis dal punto di vista fisico, attraverso un mercato di bilanciamento denominato Elbas, in cui vengono selezionate le risorse necessarie al dispacciamento in tempo reale (e che nel 2002 movimentava poco meno di 1 TWh all'anno). Tuttavia, il grande successo del NordPool è stato generato da due altri prodotti in esso scambiati:

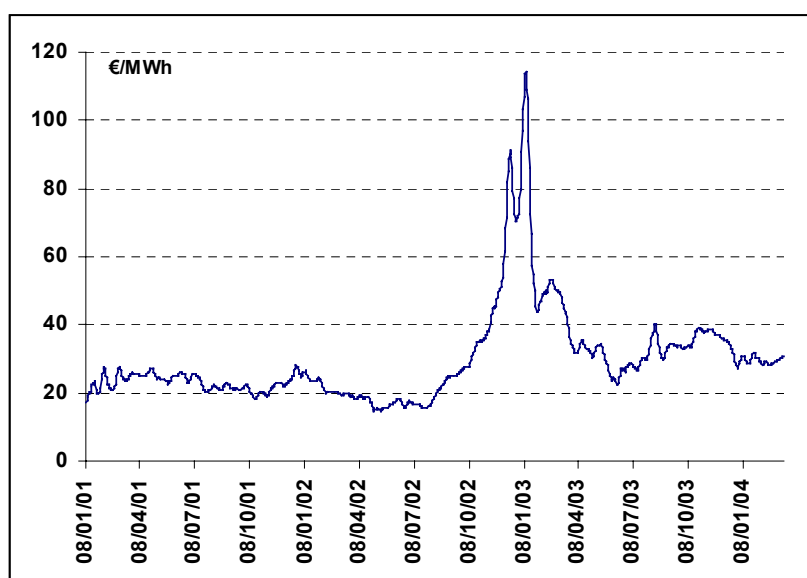
- ❑ I contratti *futures* con le classiche scadenze mensili e stagionali, liquide fino ai due anni, scambiati sull'apposito mercato denominato Eltermin, che non appare però dotato di grande liquidità;
- ❑ Soprattutto, la funzione di *clearing house* del fiorente mercato OTC scandinavo, mercato enormemente cresciuto soprattutto a cavallo del 2000, grazie alla forte crescita dei contratti forward e swap (in essenza, contratti per differenza). Sul NordPool sono scambiati e liquidati (in realtà, più liquidati che scambiati), contratti per circa 150 TWh al mese.

Il grande vantaggio del NordPool consiste in due fattori: *i)* un'offerta estremamente competitiva, dovuta alla miriade di operatori presenti soprattutto in Norvegia; *ii)* prezzi molto bassi grazie al mix di energia idroelettrica e nucleare che caratterizza il parco produttivo dell'area (Danimarca esclusa). Approfittando di tali condizioni di base favorevoli, i regolatori hanno saputo costruire un modello di mercato che tenesse conto delle caratteristiche fisiche dell'area che andava a servire (imponendo il meccanismo dei prezzi zonali) e delle caratteristiche contrattuali dell'area (cioè la lunga tradizione di contratti bilaterali a medio termine, cioè tipicamente annuali), ponendosi così come garante dell'efficiente funzionamento del mercato.

Se queste sono le ragioni del successo del NordPool, non va omissa che recentemente il modello di mercato scandinavo è stato sottoposto a numerose critiche. In particolare, la siccità dell'anno scorso ha fatto emergere la sua principale criticità, ossia la sua dipendenza dalle condizioni idroelettriche dell'area, che ha determinato forti picchi di prezzo e, anche

successivamente al lento riempimento dei bacini, prezzi medi molto superiori a quelli registrati storicamente (oltre 36 €/MWh contro i 25 €/MWh del biennio 2001-2002). Tali condizioni potrebbero essere mitigate, secondo alcuni osservatori, da investimenti in impianti di cogenerazione a gas, sfruttando le notevoli risorse produttive del Mare del Nord. Un'altra critica avanzata al NordPool sta nel relativamente modesto successo degli scambi sui contratti futures (in effetti gli scambi si sono ridotti nell'ultimo anno), che non riescono ad avere lo stesso *appeal* sugli operatori dei classici contratti bilaterali e dei contratti per differenza scambiati sul mercato OTC. In terzo luogo, ma si tratta di una critica radicale, alcuni osservatori si sono chiesti se valesse la pena deregolamentare un settore in cui Svezia e Norvegia avevano già i prezzi più bassi al mondo e non soffrivano di crisi di scarsità: ma del resto, la questione se nel settore elettrico sia preferibile un monopolio regolato o un sistema liberalizzato, non è stata ancora risolta, né per il NordPool né per gli altri mercati deregolamentati.

Fig. 29 - Andamento prezzi medi giornalieri NordPool, gennaio 2001-marzo 2004



Fonte: elaborazioni BancaIntesa da dati Bloomberg

Appendice 1: Il mercato della riserva e il sistema di remunerazione transitoria della capacità per il 2004

Dopo il black out del settembre 2003, uno dei provvedimenti presi al fine di garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico è stata la definizione di un corrispettivo a favore delle imprese che assicurassero la disponibilità di capacità nelle ore critiche (cioè di maggiore domanda) dell'anno, tramite meccanismi di mercato.

Con il Decreto Ministeriale 379/03, Il Ministero per le Attività Produttive ha definito le linee guida per il mercato della capacità, nonché ha definito un meccanismo transitorio, di corrispettivi amministrati per il 2004. L'AEEG ha recepito tali linee guida nella delibera 48/04.

Mentre le linee guida per il futuro mercato della capacità hanno un carattere sostanzialmente metodologico e le regole di funzionamento del mercato sono in corso di definizione, di interesse più immediato sono le modalità che il MAP e l'AEEG hanno ritenuto applicare per il periodo transitorio. È subito da sottolineare che l'intervento è rivolto a salvaguardare l'adeguatezza della capacità produttiva del sistema elettrico italiano, ossia la sua capacità di fare fronte a situazioni di scarsità di offerta nei giorni critici della domanda²⁷ in una prospettiva di medio-lungo termine.

Il documento di consultazione quindi sostanzialmente ridefinisce la struttura dei corrispettivi della capacità di riserva²⁸ per il 2004, fino a quando non verrà definita una modalità di mercato per l'approvvigionamento di tali risorse. Si tratta quindi della definizione delle regole relative all'assegnazione del corrispettivo r_f , per un ammontare complessivo che per l'anno 2004 dovrebbe essere di € 500-550 mln.

Il fondamento concettuale è quello di assegnare tali corrispettivi ai soggetti che rendono disponibile capacità durante le ore critiche identificate dal GRTN. Tale corrispettivo è articolato in due parti:

- Un corrispettivo mensile;
- Un corrispettivo integrativo volto a compensare i ricavi rispetto a quelli che sarebbero emersi attraverso l'applicazione delle tariffe amministrative, qualora sulla borsa elettrica dovessero formarsi dei prezzi differenti.

Il metodo proposto dall'AEEG, e che andrà ad integrare le regole per il dispacciamento stabilite con la delibera 168/03, è il seguente:

- Come stabilito nell'articolo 5 del Decreto 379/03, sono ammessi alla remunerazione tutti gli impianti ubicati sul territorio nazionale ad eccezione degli impianti CIP6 (già ampiamente incentivati a rendere disponibile la loro potenza), le fonti rinnovabili non programmabili e la quota di potenza impegnata in contratti bilaterali stipulati al di fuori del sistema delle offerte;
- La capacità che deve essere messa a disposizione dai soggetti che ne fanno richiesta è pari alla differenza tra la potenza massima dichiarata dal soggetto e la somma dei programmi di immissione in rete in esecuzione dai contratti bilaterali;
- Il corrispettivo mensile è differenziato per le ore di alta e media criticità, sulla base del gettito complessivo definito dall'AEEG. La formula di

²⁷ I giorni critici sono determinati dal GRTN.

²⁸ E' da ricordare che, a fianco della capacità di riserva, vi sarà la remunerazione dell'energia di riserva, ossia il pagamento delle quantità effettivamente messa a disposizione dagli operatori nel tempo reale. Tale riserva verrà approvvigionata nel mercato del dispacciamento. Complessivamente quindi, il costo della riserva a regime potrebbe essere più alta di quella attuale.

calcolo, articolata per le nuove fasce stabilite dall'AEEG, è la seguente, per ciascuna ora di alta criticità:

$$CAP_{1,F}^{AC} = \alpha * \frac{G_{CAP1}}{MW^{AC}} * \beta_F^{AC}$$

dove G_{CAP1} rappresenta il gettito complessivo messo a disposizione dall'AEEG per la capacità resa disponibile nelle ore di alta criticità, α rappresenta il coefficiente di distribuzione tra ore di alta e media criticità ed è pari a 0.7, MW^{AC} è la stima della capacità produttiva disponibile nelle ore di alta criticità (stima effettuata dal GRTN) e β rappresenta i coefficienti di conversione delle diverse ore delle fasce orarie dei giorni ad alta criticità²⁹.

- Il corrispettivo ulteriore è, come detto, funzione di eventuali differenze tra il ricavo riconosciuto sulla base delle attuali tariffe (RICR) e il prezzo che si andrà a determinare in Borsa (RICE) e viene erogato solo qualora la differenza tra i due ricavi sia positiva. Il ricavo RICR è calcolato come il prodotto tra il prezzo PGn e l'energia venduta sul mercato elettrico all'ingrosso nelle ore critiche, mentre il RICE è calcolato moltiplicando il massimo tra il prezzo medio orario dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso e il PGn moltiplicato per un coefficiente pari a 0.8, per le quantità vendute durante le stesse ore critiche. L'eventuale differenza positiva che emerge a favore dei produttori non può comunque essere superiore ad un ammontare S_i determinato dall'AEEG.
- L'onere che deriva da tali corrispettivi verrà sostenuto, come già oggi, dagli utenti del dispacciamento che prelevano energia. La componente, chiamata CD e fissata dal GRTN, verrà fissata uguale all'attuale componente r_f .
- Al fine di massimizzare la capacità resa disponibile per la copertura della domanda nei giorni critici, l'AEEG dispone che i produttori interessati ad ottenere la remunerazione per l'adeguamento della capacità possano proporre ai propri clienti finali la risoluzione del contratto vigente e la contemporanea stipula di un contratto per differenza che garantisca i medesimi volumi e prezzi oggetto del contratto in essere. Qualora il cliente finale non accetti tale soluzione, il produttore può risolvere il contratto senza onere di preavviso.

L'AEEG ritiene che tale meccanismo transitorio resterà in vigore fino alla fine del 2004. Nel frattempo, dovranno essere definite le regole applicative per il reperimento della capacità di riserva tramite meccanismo di mercato, che dovrebbe andare a sostituire il meccanismo amministrato (e quindi la componente CD) sopra descritto per il periodo transitorio. Al momento sono definite le linee guida, sulla base dei primi quattro articoli del decreto ministeriale 379/03. Spetta al GRTN definire le regole del futuro mercato della capacità di riserva, entro sei mesi dalla pubblicazione del decreto (cioè fine giugno), a seguito della deliberazione definitiva dell'AEEG che entrerà in vigore dopo il su descritto documento di consultazione. Il mercato della capacità dovrà garantire ovviamente che il prezzo sia trasparente e non discriminatorio, sia sufficientemente elevato da garantire l'adeguatezza del sistema e contemporaneamente non determini oneri aggiuntivi per i consumatori. Il prezzo che ne emergerà, se efficiente, dovrebbe tendenzialmente allinearsi al costo marginale di lungo periodo per un impianto di picco. Al GRTN quindi l'onere non solo di determinare il fabbisogno di capacità necessario per l'adeguatezza del sistema, ma anche definire le regole opportune perché tale mercato sia efficiente.

²⁹ La formula è chiaramente speculare per i giorni a media criticità, con il coefficiente α che è pari a 0.3 e con il valore MW che è stabilito per le ore di media criticità.

Appendice 2: Il load profiling e la delibera 118/03

A cura di Osservatorio Energia ref

Il load profiling rappresenta le modalità di determinazione dei profili convenzionali di prelievo per i clienti non dotati di misuratore orario. È quindi un meccanismo fondamentale per la regolamentazione dei pagamenti per l'energia all'ingrosso destinata a questa tipologia di clienti nel nuovo contesto di gestione oraria del sistema conseguente alla partenza della borsa. I seguenti paragrafi dapprima descrivono i diversi metodi di load profiling che possono essere applicati: successivamente descrivono le modalità scelte dal regolatore italiano, attraverso la delibera 118/03

A.1 Una rassegna dei diversi metodi

Il *load profiling* (LP) consiste nello studio delle abitudini di consumo di energia elettrica da parte di gruppi o categorie di utenti al fine di stimare l'andamento orario¹ del prelievo e descriverlo attraverso profili di carico ("load profiles") che possono essere ottenuti tramite l'uso di diverse tecniche. Non si tratta di una novità introdotta dalla liberalizzazione dei settori elettrici, bensì di uno strumento storicamente utilizzato sia a fini di pianificazione del sistema, sia a fini regolatori, ma il processo di liberalizzazione ne ha cambiato il ruolo e il valore. La scelta del LP è una scelta di "second best" rispetto alla misurazione oraria di tutti i consumi ma, nel medio periodo, è condizione necessaria per lo sviluppo della concorrenza nel mercato elettrico ed in particolare nella fornitura poiché permette di rendere liberi di scegliere il proprio fornitore tutti gli utenti finali, anche quelli che non sono (ancora) dotati di misuratore orario del prelievo. Quali tecniche, quali metodi e quale modello di stima del prelievo degli utenti finali devono essere adottati dipende da diversi fattori di carattere tecnico, legati ai costi, ma anche alle scelte di politica economica e al contesto in cui si vanno ad inserire.

Le tecniche di costruzione dei profili

I consumatori vengono aggregati in gruppi in base a caratteristiche comuni (localizzazione geografica nell'LP per area e categoria economica di consumo nell'LP per categoria) e per ogni gruppo viene determinato un profilo. Per determinare i profili di carico possono essere adottati diversi approcci, che si distinguono per grado di complessità, di accuratezza delle stime ottenute e, ovviamente, per i costi (in termini di informazioni necessarie e dei tempi e dei costi del loro reperimento). I criteri fondamentali nella scelta del metodo di LP sono la precisione e l'accuratezza delle stime che il metodo produce e il costo di produrre tali stime o di migliorarne la qualità. La scelta del metodo "migliore" è sottoposta a vincoli (la disponibilità dei dati necessari o di altre informazioni o tecnologie che rendano più facile il loro reperimento, i tempi di attuazione etc.). I vantaggi che scaturiscono da metodi più complessi in termini di accuratezza delle stime si ripercuotono in maggiori costi: il *trade-off* tra costi e accuratezza è cruciale nella scelta del metodo; tale scelta non può quindi essere univoca per qualsiasi sistema, ma dipende dalle caratteristiche, quindi dai vincoli, che caratterizzano il sistema nel quale vanno ad inserirsi.

I metodi, che sono brevemente presentati nel seguito, possono essere raggruppati in 3 classi fondamentali:

- ❑ *System Residual Profiling;*
- ❑ *Load Research Sample;*
- ❑ *Deemed Profiling.*

Alla prima si riconducono i metodi che determinano i profili a partire dalla curva di carico di sistema: il *System Load Shape* (SLS) e il *Net System Load Shape* (NSLS). Alla seconda classe appartengono sia metodi statistici dinamici (*Lagged Dynamic Load Profile*, *True Dynamic Load Profile*), che utilizzano i dati correnti relativi al giorno stesso per determinare i profili di carico, che statici (*Static Load Profile*), che si basano sull'elaborazione di dati storici, metodi misti (statici corretti con dati correnti – *Adjusted Load Profile*) e metodi basati su modelli economici, econometrici o statistici, che determinano la stima dei profili dall'andamento corrente di alcune variabili di impatto sul prelievo (*Proxy Day Load Profile*). Alla terza classe appartengono tutti i metodi utilizzati per determinare la forma del profilo di carico di categorie di consumo dall'andamento prevedibile (come ad esempio l'illuminazione stradale e semaforica). Sono i cosiddetti *Non Metered Load Profiles* che possono essere sviluppati secondo approcci di tipo ingegneristico, derivando l'andamento orario di tali consumi da dati di altre aree o combinando diversi approcci. Nel seguito si propone una breve descrizione dei diversi metodi.

System Load Shape e Net System Load Shape

Questi due metodi, molto simili tra loro, utilizzano una sola curva per descrivere l'andamento del consumo di tutti gli utenti non dotati di un misuratore orario del prelievo. Il SLS utilizza la curva di carico del sistema, il NSLS utilizza la curva di carico del sistema al netto del consumo degli utenti dotati di misuratore orario corretto per le perdite. I difetti principali di questi due metodi, a fronte della grande semplicità e dei costi quasi nulli di implementazione, riguardano un'eccessiva genericità e quindi una scarsa capacità di rispecchiare l'effettivo andamento dei consumi degli utenti, poiché non effettuano nessuna distinzione tra di essi. Il metodo NSLS (su cui si basa il LP per area adottato in Norvegia) attenua, sebbene in minima in parte, questo problema introducendo un fattore di maggiore omogeneità.

Static Load Profiling e Adjusted Static Load Profiling

Questo metodo deriva curve approssimative dell'andamento del carico per "giornate tipo" e per segmenti di utenza a partire dalle medie dei dati storici sui prelievi di energia elettrica sulla base delle quali vengono determinati i profili statici di consumo. Anche questo metodo presenta il pregio della semplicità nello sviluppo e nella gestione dei profili, la facile comprensione da parte degli attori del mercato e l'elevato livello di precisione delle stime prodotte. Ma presenta anche gli svantaggi legati ai due aspetti positivi evidenziati. La semplicità del metodo potrebbe comportare il rischio di trascurare fattori con impatto importante sui comportamenti di consumo; i buoni risultati in termini di precisione delle stime si pagano al prezzo delle risorse informative e finanziarie necessarie all'attuazione del metodo (ricerche sui consumi, selezione dei campioni, tempi di raccolta delle serie storiche di dati sul consumo – almeno 24 mesi). La particolarità dell'*Adjusted Static Load Profiling* consiste nella possibilità di "correggere" i profili "tipo" in base alla rilevazione dei valori di alcune specifiche variabili che caratterizzano la giornata di cui si vuole stimare l'andamento del prelievo (*target day*).

Proxy Day Load Profiling

Si tratta di un metodo “modellistico”, basato cioè su modelli/ipotesi teoriche sull’impatto di alcune variabili sul consumo di energia elettrica. Per stimare l’andamento del prelievo del “target day” si parte dai dati sul consumo di un campione di consumatori durante una giornata che presenti caratteristiche simili (ad esempio la stessa temperatura atmosferica). Rispetto al metodo statico questo metodo mantiene la semplicità ma riesce a cogliere l’impatto di diversi fattori sul consumo producendo stime ancor più accurate. Tuttavia introduce un “modello”, ipotesi teoriche su come si determinano le scelte di consumo, ed introduce quindi rischi legati ad errori nella formulazione del modello teorico oltre a rendere la comprensione da parte degli attori meno immediata (e quindi più difficilmente condivisa). Come e forse più del metodo statico, questo metodo comporta costi elevati di ricerca e raccolta dei dati e lunghi tempi di attuazione, in mancanza di tali dati storici (almeno 12 mesi prima della prima giornata di cui viene stimato il consumo).

True Dynamic Load Profiling e Lagged Dynamic Load Profiling

Il *load profiling* dinamico “puro” è definito come l’analisi quotidiana dei dati di un campione di consumatori scelto tra gli utenti il cui consumo è misurato su base oraria, allo scopo di generare profili di carico che riflettano il prelievo attuale effettivo dei consumi degli utenti il cui prelievo non è misurato su base oraria per un dato target day. I profili dinamici offrono stime accurate e tempestive che riflettono l’effetto dei fattori che hanno impatto sul consumo. E’ un metodo non “modellistico” e questo riduce i rischi di errore e rende più facile la comprensione del metodo ai soggetti partecipanti al mercato. Per poter applicare il metodo dei profili dinamici non è necessario disporre delle lunghe serie di dati storici riguardanti i mesi (o gli anni) precedenti, che invece rappresentano uno dei vincoli principali del processo di costruzione dei profili statici, ma è il metodo di stima più costoso perché rende necessario dotare tutti gli utenti appartenenti al campione di misuratori telematici che, non solo registrino i dati sul prelievo orario, ma li trasmettano in modo che possano essere raccolti e analizzati quotidianamente. Il *Lagged Dynamic Load Profiling* differisce per la frequenza con cui vengono raccolti ed analizzati i dati e viene solitamente affiancato ad altri metodi per le operazioni di *settlement*.

Non Metered Load Profiling

I consumi dovuti all’illuminazione delle strade, ai semafori e ad altre utenze non dotate di misurazione oraria possono essere oggetto di una valutazione di carattere “ingegneristico” della loro distribuzione oraria. Tipicamente si tratta infatti di consumi di cui si conosce la durata e il valore complessivo e di cui è agevole costruire dei profili di andamento orario che siano sensibili al variare di alcuni parametri (ad esempio l’ora del tramonto o del sorgere del sole).

Load Profiling per Area e Load Profiling per Categoria

I metodi fin qui descritti possono dare luogo a diversi “modelli” di LP a seconda di quali vengono scelti e da come vengono declinati all’interno del sistema elettrico a cui fanno riferimento. I due principali modelli di LP applicati in settori a liberalizzazione avanzata in Europa sono il LP per area e il LP per categoria. Il primo ha trovato applicazione in Norvegia, il secondo nel Regno Unito.

Load Profiling per Area

Il LP per area appartiene alla categoria dei metodi NSLS, ma la curva di carico di partenza non è quella dell'intero sistema, bensì la curva del prelievo di una determinata "area" che viene considerata un "sottosistema" a sé. I profili non sono dunque determinati *ex ante*, ma a partire dal dato relativo all'immissione oraria di energia nel sistema (area); a questo valore, per ogni area, viene sottratto il prelievo misurato su base oraria (per ottenere l'*Adjusted Area Load Profile* - AALP) e poi a questo vengono sottratte le perdite (come percentuale del valore dell'AAL o come valore atteso). Il profilo che si ottiene non è altro che il valore complessivo del prelievo, ora per ora, nell'area di riferimento che dev'essere ripartito tra i clienti non dotati di misuratore orario (per esempio in base al consumo). La determinazione del peso da assegnare a ciascun cliente è l'aspetto più critico di questo metodo poiché, in base a questi pesi e al valore presunto delle perdite, si regolano le posizioni sbilanciate relative al dispacciamento e alla fornitura nei confronti del gestore della rete. I principali pregi di questo metodo sono la semplicità, i costi contenuti (per le ridotte esigenze informative e tecnologiche), i brevi tempi di implementazione che permettono l'apertura del mercato a tutti i clienti finali in tempi più rapidi rispetto alla diffusione dei misuratori orari.

Load Profiling per Categoria

Il LP per categoria suddivide la popolazione dei consumatori in categorie di consumo a seconda delle caratteristiche tipiche dei prelievi; attribuisce poi in profilo di consumo ad ogni categoria e in base a questa suddivisione della popolazione ripartisce il consumo complessivo di energia elettrica, al netto dei consumi misurati su base oraria, tra i consumatori non dotati di misuratore orario. L'idea sottostante il *load profiling* per categoria è raggruppare i consumatori in modo da formare gruppi omogenei i cui appartenenti si ritiene siano caratterizzati da un andamento temporale dei consumi simile. Si ripropone nel caso del *load profiling* per categorie la distinzione tra i diversi metodi di stima dell'andamento dei profili per ogni categoria (statici, dinamici, ingegneristici) attraverso i quali ad ogni categoria viene assegnato un coefficiente in base al quale ripartire il prelievo complessivo di ogni ora. Trattandosi di profili determinati *ex-ante* non è garantito che la somma dei prelievi stimati coincida con il prelievo complessivo effettuato dalle utenze non misurate su base oraria e i maggiori o minori consumi devono essere distribuiti tra i singoli utenti *ex-post*. Gli scostamenti tra prelievo effettivo e prelievo attribuito agli utenti finali è fonte di incertezza circa il valore del prelievo che sarà attribuito di ora in ora ai fornitori. Questo metodo produce stime potenzialmente accurate e permette di considerare le differenze nelle abitudini di consumo di utenti appartenenti a diverse categorie, ma è più complesso e generalmente più costoso del LP per area, anche per la necessità di prevedere meccanismi correttivi delle conseguenze degli errori di stima.

A.2 La scelta italiana: la delibera 118/03 dell'AEEG

Con la delibera 118/03, l'AEEG ha optato per un meccanismo simile a quello utilizzato in Svezia e Norvegia, il *load profiling* per area, che differenzia i profili orari di carico su base geografica, senza distinguere tra diverse tipologie di clienti, principalmente per ragioni di semplicità applicativa. Gli elementi essenziali delineati dalla delibera 118/03 sono i seguenti:

- ❑ area di riferimento;
- ❑ prelievo residuo d'area;

- ❑ ripartizione del prelievo residuo d'area;
- ❑ definizione delle partite economiche.

Le modalità di calcolo dei profili convenzionali di prelievo dei clienti non dotati di misuratori orari assumono come riferimento le diverse aree in cui viene suddiviso il sistema. Per ciascuna area è possibile determinare il prelievo orario complessivo dei clienti non dotati di misuratore orario (sia liberi che vincolati) definito come prelievo residuo d'area. Si assume quindi che il profilo di carico di ogni singolo soggetto sia uguale al profilo complessivo dell'area e l'energia complessivamente prelevata nell'ora viene ripartita tra i diversi utenti sulla base di coefficienti definiti *ex ante*. La differenza tra l'energia attribuita sulla base dei coefficienti di ripartizione e quella effettivamente prelevata nell'anno determina infine la compensazione delle partite economiche attraverso un conguaglio annuale.

Area di riferimento

L'area di riferimento definisce la porzione di rete sulla quale vengono calcolati i profili di carico convenzionali ed è costituita da tutti i punti di immissione e prelievo di una stessa zona del sistema appartenenti ad una impresa distributrice, che ha almeno un punto di interconnessione con la rete in alta tensione. Questa è definita come impresa distributrice di riferimento e ad essa possono essere legate delle imprese distributrici sottese, che non hanno interconnessioni in AT e che sono connesse direttamente o indirettamente (tramite altre imprese sottese) alla sua rete. Nel caso in cui un'impresa sottesa sia connessa a più imprese di riferimento essa sarà inclusa nell'area di riferimento del distributore con più interconnessioni alla rete in alta tensione.

Prelievo residuo d'area

Il prelievo residuo d'area definisce il profilo orario di prelievo convenzionale ed è calcolato come differenza tra:

- ❑ immissioni orarie nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale e nei punti di immissione dell'area di riferimento;
- ❑ prelievi orari nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale e nei punti di prelievo dotati di misuratori orari dell'area di riferimento.

Nel caso in cui le immissioni e i prelievi sopra richiamati non possano essere misurati su base oraria si adottano dei profili convenzionali:

- ❑ i prelievi per l'illuminazione pubblica verranno determinati con meccanismi di *load profiling* di tipo ingegneristico definiti da una successiva delibera dell'AEEG;
- ❑ le immissioni e i prelievi nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale e nei punti di immissione non dotati di misuratori orari assumeranno un profilo costante in tutte le ore;
- ❑ le immissioni e i prelievi nei punti di interconnessione tra imprese distributrici di una stessa area di riferimento non dotati di misuratori orari assumeranno un profilo pari a quello dell'area medesima.

Si prevede inoltre che tutti i punti di prelievo in media e bassa tensione del mercato vincolato non siano trattati su base oraria, anche in presenza di misuratori orari.

Ripartizione del prelievo residuo d'area

Il prelievo residuo d'area viene attribuito ai diversi soggetti attraverso coefficienti di ripartizione calcolati *ex-ante*. I soggetti responsabili delle attribuzioni sono i titolari dei contratti di dispacciamento e, quindi, per il mercato vincolato il garante della fornitura ai clienti vincolati, per il mercato libero gli stessi clienti finali, ovvero, più verosimilmente, il grossista che fa loro da fornitore.

Il coefficiente di ripartizione tra i clienti non trattati su base oraria viene calcolato come rapporto tra:

- ❑ energia prelevata nell'anno precedente da tutti i clienti non trattati su base oraria inclusi nello stesso contratto di dispacciamento e che appartengono alla stessa area di riferimento;
- ❑ energia prelevata nell'anno precedente da tutti i clienti non trattati su base oraria dell'area di riferimento.

Il prelievo residuo d'area del garante della fornitura al mercato vincolato viene calcolato come differenza tra il prelievo residuo complessivo d'area e le attribuzioni a tutti gli altri utenti del dispacciamento. Al fine di trasferire i costi ai clienti finali vincolati è inoltre previsto che le attribuzioni al garante della fornitura al vincolato per una determinata area di riferimento vengano ulteriormente ripartite in caso siano presenti più di un distributore. I coefficienti sono definiti sulla base dei consumi del vincolato per singolo distributore in rapporto ai consumi complessivi del vincolato nell'area di riferimento, sempre utilizzando i dati dell'anno precedente. Data la possibilità che intervengano sostanziali variazioni in corso d'anno nella composizione dei clienti soggetti alla disciplina del *load profiling* è inoltre previsto un aggiornamento dei coefficienti di ripartizione su base mensile¹. La possibilità che un cliente passi dal mercato vincolato a quello libero, cambi fornitore, installi un misuratore orario oppure attivi o cessi il servizio di connessione può infatti modificare sostanzialmente il peso dei consumi legati ad un determinato contratto di dispacciamento. Per questo motivo entro il 20 di ciascun mese vengono ridefiniti i coefficienti di ripartizione con validità a partire dal mese successivo. A tal fine è importante rilevare che le modifiche riguardano solo i coefficienti applicati ai singoli contratti di dispacciamento coinvolti, mentre il sistema di calcolo è sempre riferito all'anno precedente e non ai consumi in corso d'anno.

Naturalmente gli effetti delle variazioni sopra richiamate si manifestano a partire dagli aggiornamenti dei coefficienti: se per esempio un cliente del mercato libero installa un misuratore orario verrà trattato su base oraria solamente a partire dal primo giorno del secondo mese successivo a quello in cui comunica tale variazione all'impresa distributrice.

Definizione delle partite economiche

La possibilità che i pagamenti sulla base dei coefficienti di ripartizione definiti *ex-ante* non corrispondano ai pagamenti dovuti per l'energia effettivamente prelevata comportano la necessità di predisporre un conguaglio gestito dal GRTN. Per i punti di prelievo non trattati su base oraria, entro il 31 marzo ciascun utente del dispacciamento diverso dal garante della fornitura al mercato vincolato è tenuto a ricevere (se positivo) o pagare (se negativo) il prodotto tra:

- ❑ il prezzo medio dell'energia prelevata nell'anno solare precedente, calcolato come media, ponderata per il prelievo residuo d'area, dei prezzi orari di acquisto del mercato del giorno prima e degli oneri di dispacciamento applicabili al prelievo di ciascuna ora (quindi riserva,

soluzione delle congestioni, ma non bilanciamento, la cui disciplina verrà definita successivamente);

- la differenza tra l'energia complessivamente prelevata nell'anno solare precedente (corretta per i coefficienti di perdita standard) e l'energia elettrica attribuita nello stesso anno sulla base dei coefficienti di ripartizione del prelievo residuo d'area definiti *ex-ante*.

Sempre entro il 31 marzo il garante della fornitura del mercato vincolato è tenuto a pagare o versare per ciascuna area di riferimento un somma di segno opposto al saldo netto relativo agli altri utenti del dispacciamento. Il GRTN, nel definire le partite economiche, si avvale di convenzioni con le imprese distributrici approvate dall'AEEG e nel caso le rilevazioni non coincidano con l'anno solare viene utilizzato il criterio del proquota giorno.

La presente pubblicazione è stata redatta da Banca Intesa. Le informazioni qui contenute sono state ricavate da fonti ritenute da Banca Intesa affidabili, ma non sono necessariamente complete, e l'accuratezza delle stesse non può essere in alcun modo garantita. La presente pubblicazione viene a Voi fornita per meri fini di informazione ed illustrazione, ed a titolo meramente indicativo, non costituendo pertanto la stessa in alcun modo una proposta di conclusione di contratto o una sollecitazione all'acquisto o alla vendita di qualsiasi strumento finanziario. Il documento può essere riprodotto in tutto o in parte solo citando il nome Banca Intesa.