

Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92

00197 Roma

Tel. 06.8012.1

Fax: 06.8012.4524

info@mercatoelettrico.org

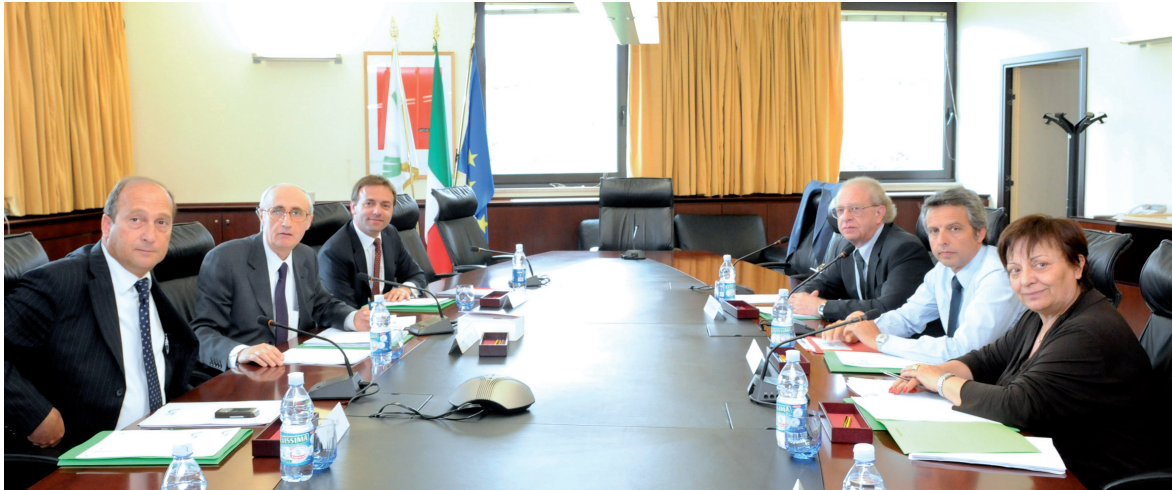
www.mercatoelettrico.org

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 4 aprile 2006

Presidente	Salvatore Zecchini
Vice Presidente	Antonino Foti
Amministratore Delegato	Sergio Agosta
Consiglieri	Maria Giovanna Carmenini Romeo Rosin Pierluigi Scibetta Alfredo Valastro



Collegio sindacale

Presidente	Francesco Massicci
Sindaci Effettivi	Giampietro Brunello Stefano Pecchioni
Sindaci Supplenti	Diego Maria Berruti Gennaro Petecca

Organismo di Vigilanza

Nominato dal Consiglio di Amministrazione del 28 luglio 2006

Marco Nicolini (con funzione di presidenza)
Pietro Lungaro
Silvano Montaldo

Società di Revisione	Deloitte & Touche S.p.A.
-----------------------------	--------------------------

Indice

1. LA BORSA ELETTRICA ITALIANA NEL 2007	pag. 9
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA	pag. 15
Mercato Elettrico	pag. 15
Mercati Ambientali	pag. 30
Principali attività per il 2008	pag. 38
3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI	pag. 43
Lettera agli azionisti	pag. 43
Sintesi della struttura patrimoniale	pag. 45
Conto Economico riclassificato	pag. 46
Sintesi della gestione finanziaria	pag. 48
Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2007	pag. 49
Nota integrativa al Bilancio di esercizio 2007	pag. 53
4. GLOSSARIO	pag. 79



1. LA BORSA ELETTRICA ITALIANA NEL 2007

Nel suo terzo anno di piena operatività la borsa elettrica è riuscita a consolidare il suo ruolo come essenziale punto di riferimento per il sistema energetico nazionale. Agli occhi degli operatori, infatti, il mercato del giorno prima è divenuto il luogo in cui il dispiegarsi delle forze di mercato esprime indicazioni appropriate sulle tendenze in atto nel settore dell'energia, e in particolare, segnali di prezzo sempre più rappresentativi delle condizioni strutturali sottostanti.

Una conferma di questa realtà si trae in primo luogo dalla partecipazione al mercato stesso: il numero degli operatori ha continuato ad aumentare, raggiungendo 135 unità a fine marzo 2008, grazie soprattutto all'espansione di quelli attivi dal lato dell'offerta. Nonostante le consistenti barriere tecnologiche tuttora esistenti all'accesso al mercato, stanno facendo sentire la loro presenza nuovi soggetti sia nazionali, che sotto controllo di imprese estere.

Dopo la breve pausa del 2006, il volume delle negoziazioni in borsa è tornato a crescere in termini tanto assoluti, superando i 221 TWh, quanto in relazione al totale delle contrattazioni nel Paese. Il grado medio di liquidità del mercato del giorno prima, in particolare, ha raggiunto nel 2007 la punta massima del 67,1 per cento, che fa del mercato italiano uno dei più grandi d'Europa, essendo secondo solo a quello scandinavo, Nord Pool, che tuttavia è operativo da oltre un decennio.

Il mercato ha costituito uno strumento decisivo per contenere i prezzi dell'energia elettrica, particolarmente in un anno di straordinarie tensioni sui mercati internazionali dei combustibili fossili, che hanno una forte influenza sulle quotazioni dell'elettricità, data la composizione del parco produttivo nazionale. Nonostante queste tensioni, nel 2007 si è assistito per la prima volta dall'inizio del mercato a una riduzione del PUN (in media annua da 74,75 a 70,99 €/MWh), che ha interessato, seppure con diversa intensità, tutte le principali fasce orarie di consumo (picco, fuori picco e festivi).

Soltanto negli ultimi due mesi dell'anno trascorso, a seguito del forte incremento dei prezzi del petrolio e delle esportazioni di elettricità nei paesi limitrofi, favorite da condizioni climatiche più rigide della norma, la tendenza si è invertita.

Il prezzo del petrolio (Brent Dated), che a fine 2006 era tornato sotto quota 60 \$/bbl, è rapidamente risalito nel 2007 fino ad oscillare tra 65 e 75 \$/bbl. Da agosto si è instaurato un deciso trend rialzista, che ad inizio 2008 ha visto le quotazioni prima infrangere la soglia psicologica dei 100 \$/bbl, e successivamente attingere quota 120 \$/bbl. In termini di quotazioni medie il 2007 si è, quindi, chiuso a 72,91 \$/bbl (+11,5 per cento sull'anno precedente). Solo il forte apprezzamento dell'euro (da 1,26 a 1,37 \$) ha consentito di limitare al 2 per cento l'incremento tendenziale dei prezzi sul mercato interno, frenando il rincaro dei costi per gli operatori elettrici.

Sull'andamento dei volumi delle negoziazioni sulla borsa elettrica nel 2007 ha influito grandemente l'adozione di alcune misure, che hanno introdotto importanti novità sia nella struttura del mercato, sia nel complesso del settore. In primo luogo, dal maggio 2007 è attiva una nuova piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali, denominata Piattaforma Conti Energia (PCE), che fornisce agli operatori nuove possibilità d'azione. Con questa piattaforma è possibile, infatti, gestire in maniera molto più efficiente rispetto al passato i portafogli di energia a termine, in quanto si possono aggiustare le posizioni rinegoziandole prima della consegna fisica dell'energia, oppure servirsi del mercato elettrico per ricomprare o rivendere parte dell'energia sottostante a tali contratti, qualora non si giudichi conveniente eseguire per intero i programmi fisici in immissione e prelievo. Questa maggiore flessibilità ha prodotto effetti anche sulle contrattazioni eseguite sul mercato, influenzando positivamente la sua liquidità.

Gli operatori hanno rapidamente colto questa nuova opportunità, che non li obbliga più a procedere alla consegna fisica dell'energia sottostante. Ne è prova il fatto che il volume dei contratti bilaterali registrati sulla PCE in alcuni mesi è risultato superiore, anche del 40 per cento, ai programmi fisici effettivamente eseguiti.

La seconda novità del mercato riguarda il completamento, nello scorso luglio, della liberalizzazione del settore elettrico anche dal lato domanda, con la concessione agli utenti domestici della possibilità di

1. LA BORSA ELETTRICA ITALIANA NEL 2007

rivolgersi al mercato libero per scegliere il proprio fornitore. L'impatto di tale misura è direttamente osservabile nella struttura della domanda in borsa: la quota di mercato dell'Acquirente Unico (AU) è scesa di oltre 19 punti percentuali, passando dal 67,3 al 48,1 per cento, mentre l'incidenza degli operatori non istituzionali è salita dal 25,3 al 45,1 per cento, arrivando negli ultimi mesi dell'anno a superare per importanza quella dell'AU. La tendenza è proseguita con accresciuta intensità nel primo trimestre del 2008, portando questi operatori a raggiungere una quota del 57,4 per cento.

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico continua a dispiegare i suoi benefici effetti anche sulla struttura e sul grado di concorrenzialità dell'offerta, in quanto stimola il sistema a innalzare i suoi standard di efficienza e a contenere i prezzi. Il modificarsi dell'assetto della concorrenza è testimoniato da diversi indicatori. In particolare, il peso dei primi tre operatori non istituzionali sul totale dei contratti di borsa ha continuato a declinare, essendo sceso a dicembre 2007 al 50 per cento, circa 4 punti percentuali al di sotto della media del 2006. Al contrario, la quota di mercato degli altri operatori è passata dal 29 al 33 per cento.

Segnali positivi giungono anche da indicatori più elaborati del grado di concentrazione del mercato, quali l'HHI, che è diminuito di quasi il 25 per cento nella macrozona Sud e del 14 per cento in Sicilia. Al Nord, invece, si è sostanzialmente stabilizzato, anche se su posizioni migliori rispetto al resto del Paese.

Tra indici di concentrazione e livello dei prezzi zionali la correlazione risulta elevata. Nondimeno, anche altri fattori si riflettono sulla formazione dei prezzi nelle diverse zone del Paese. Malgrado gli sviluppi positivi sul versante della concentrazione dell'offerta, infatti, il differenziale medio di prezzo tra la zona più costosa (Sicilia) e quella con quotazioni più contenute (Nord) è tornato sugli alti valori del 2004, attestandosi intorno a 11 €/MWh. La media mensile dei prezzi zionali nel 2007 è, inoltre, risultata inferiore rispetto all'anno precedente in tutte le zone ad eccezione della Sicilia.

La maggiore concorrenza tra produttori indubbiamente si riflette in prezzi alla produzione relativamente più bassi nella macrozona Nord. Vi contribuiscono, tuttavia, anche altri due fattori. Uno è legato alla posizione geografica, che consente più consistenti flussi di importazione da paesi con prezzi strutturalmente più competitivi. L'altro fattore deriva dalla forte incidenza dell'offerta di base, che facendo leva su tecnologie più efficienti, permette di fissare il prezzo marginale su livelli relativamente meno elevati. Nelle isole, ed in particolare in Sicilia, pesano al contrario condizioni di sostanziale duopolio ed alcune rigidità strutturali, quali la composizione del parco centrali e la limitata capacità di interconnessione con altre aree, con il risultato che si continuano a registrare prezzi relativamente maggiori.

Confrontando l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Italia con quello nei principali paesi europei, si osserva che in questi ultimi la discesa dei prezzi è stata più pronunciata, raggiungendo quotazioni tra 38 e 41 €/MWh, se si esclude l'area scandinava, in cui grazie all'elevata disponibilità di energia idroelettrica, le quotazioni medie sono scese ancor più in basso (circa 28 €/MWh). Il differenziale medio di prezzo tra l'Italia e questi paesi è pertanto ritornato sui 32 €/MWh circa, un livello che riflette prevalentemente differenze strutturali. I prezzi italiani, infatti, risentono ampiamente della particolare composizione del parco di generazione, caratterizzato da una dipendenza relativamente più rilevante dai combustibili fossili, che comportano costi di produzione decisamente più elevati.

Per altro verso, proprio per fattori di tipo strutturale, il mercato italiano presenta quotazioni relativamente più stabili ed una minore reattività di quelli esteri a condizioni di tensione o a repentini incrementi dei consumi, dovuti in specie a fattori climatici. Ad esempio, nel rigido inverno del 2005, per alcuni mesi si registrarono in Italia prezzi più bassi rispetto a quelli della Francia e della Germania. Una situazione sotto alcuni versi analoga si è riprodotta nell'ultimo trimestre del 2007 e nel primo dell'anno in corso, portando la differenza di prezzo a ridursi a circa 20 €/MWh.

Benché il mercato elettrico abbia fornito in pochi anni un contributo rilevante al miglioramento dei livelli di efficienza e concorrenzialità del sistema, non ha ancora potuto esprimere tutto il suo potenziale per la mancanza di alcune componenti, che sono essenziali per offrire alle imprese e ai consumatori una gamma completa di servizi. Un mercato a termine, un mercato intraday, un'integrazione con importanti mercati esteri, un migliore assetto per i servizi di dispacciamento, una revisione delle condizioni di garanzia e regolamento delle contrattazioni sono tutti elementi la cui assenza limita la funzionalità del merca-

to e ne ridimensiona il ruolo di baricentro del sistema elettrico. Parimenti, vincoli esterni al mercato, come quelli attinenti alle limitazioni della rete interna e delle interconnessioni con l'estero, riducono la capacità del mercato stesso di offrire parità di prezzi all'interno del Paese e un allineamento degli stessi verso i livelli medi dei principali partner europei.

Di fronte a un così consistente potenziale non ancora tradotto in realtà, il Gestore del Mercato Elettrico ha ritenuto urgente operare per l'allentamento di questi condizionamenti sia attraverso contributi di analisi per i miglioramenti da apportare, sia con proposte concrete di sviluppo del mercato.

In questo senso gli obiettivi che il GME si è posto si articolano in quattro principali direzioni: l'introduzione di mercati a termine, nuovi strumenti di flessibilità per gli operatori nel mercato a pronti, integrazione del mercato interno con quelli dei paesi limitrofi in una logica di avvicinamento a un mercato unico europeo, e miglioramento del mercato dei servizi di dispacciamento.

Per fornire una sede di negoziazione per strumenti di copertura del rischio prezzi e quantità, il GME, oltre a collaborare per l'avvio di un mercato dei derivati finanziari sull'energia elettrica, ha presentato un progetto diretto alla creazione di un mercato a termine regolamentato di tipo fisico, con vincolo di consegna dell'energia a scadenza. Questo mercato, denominato MTE, dovrebbe consentire la negoziazione di blocchi di energia elettrica a termine, facendo leva sull'entrata in funzione della PCE, con cui l'MTE sarebbe pienamente integrato. Verrebbero in tal modo assicurati elevati standard di trasparenza, sicurezza e liquidità, insieme a condizioni di anonimato, alle contrattazioni che attualmente si svolgono su base bilaterale.

L'avvio del MTE sarebbe utile anche nella prospettiva dello sviluppo di un mercato organizzato di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante energia elettrica, in quanto rappresenterebbe il naturale anello di congiunzione tra le contrattazioni a pronti di tipo fisico e quelle a termine di contratti finanziari, un collegamento tra mercati che appare opportuno per prevenire la possibilità che si creino spazi per pratiche distorsive nel funzionamento del mercato a pronti e rischi per la sua integrità.

Anche il mercato del giorno prima richiede miglioramenti per renderlo più rispondente alle esigenze degli operatori. Alcuni passi in avanti andrebbero compiuti nel sistema di garanzie e regolamento, nonché nelle condizioni di operatività per allinearle su quelle dei più avanzati mercati europei. Ma un'esigenza particolarmente avvertita dagli operatori riguarda la possibilità di negoziare energia con un anticipo meno lungo rispetto al momento della consegna. Ciò tocca il mercato di aggiustamento, in cui la partecipazione potrebbe essere ampliata agli operatori attivi anche dal lato domanda, considerato che attualmente non possono accedervi.

Occorre tuttavia andare oltre, per costituire un reale mercato intraday che permetta contrattazioni quasi in tempo reale. Si tratta di un mercato in cui le negoziazioni dovrebbero avvenire nello stesso giorno di esecuzione dei programmi di immissione/prelievo. Gli operatori avrebbero, pertanto, la possibilità di aggiustare le proprie posizioni in risposta a cambiamenti nelle condizioni del mercato, o degli impianti, o dei consumi, in prossimità del momento di consegna/ritiro, senza incorrere in costosi oneri di sbilanciamento. Il risultato sarebbe una riduzione degli oneri di sistema, con benefici quindi estesi anche ai consumatori.

L'essenziale complemento di questa innovazione è il miglioramento del sistema di dispacciamento e la ristrutturazione del relativo mercato. Il sistema elettrico ha bisogno di meccanismi per il dispacciamento tecnologicamente avanzati, di cui il mercato elettrico, tra gli altri, sarebbe uno dei maggiori beneficiari, in quanto potrebbe progredire verso strutture di scambio più articolate ed efficienti. Una nuova struttura per il dispacciamento dovrebbe prevedere lo svolgimento di sessioni di negoziazione separate in base alle specifiche risorse di cui il gestore della rete ha bisogno di approvvigionarsi; ciò al fine di ottenere una corretta valorizzazione dei relativi servizi. Separando le tre categorie di risorse, ossia quelle per risolvere le congestioni, per dotarsi di un margine di riserva, e per bilanciare la rete in tempo reale, aumenterebbe anche la trasparenza del mercato, in quanto ciascuna risorsa sarebbe valorizzata al proprio prezzo effettivo.

Passaggio obbligato per dare maggiore sicurezza al sistema energetico nazionale e per avanzare verso l'integrazione dei mercati nazionali in un unico mercato europeo è il coordinamento tra i mercati del gior-

1. LA BORSA ELETTRICA ITALIANA NEL 2007

no prima di paesi confinanti al fine di ottimizzare l'utilizzo della capacità di interconnessione. Il modo più efficiente per ottenere tale risultato è l'adozione di un meccanismo di accoppiamento dei mercati (market coupling). In questo campo il GME è impegnato da tempo su due versanti. Da un lato, sta operando per raggiungere intese con i paesi confinanti, che si sono già tradotte in un Memorandum of Understandings con Borzen, la borsa slovena. Altre intese dovrebbero seguire prossimamente. Dall'altro lato, il GME fornisce un consistente contributo di analisi a diversi gruppi di lavoro internazionali, in cui partecipano gestori di mercato, gestori di rete e autorità di regolazione con il duplice obiettivo di sviluppare progetti di integrazione compatibili con la struttura dei mercati interni e di rimuovere gli ostacoli che potrebbero impedire un'efficiente integrazione dei mercati.

Il sistema dei mercati elettrici è affiancato da mercati cosiddetti "ambientali", che mirano a valorizzare in maniera appropriata gli investimenti privati nel settore delle energie rinnovabili, nell'efficienza energetica e nel contenimento delle emissioni inquinanti. Il GME gestisce tre mercati in questo campo e ne segue l'evoluzione con grande attenzione, nell'intento di migliorarne la funzionalità e di porre il Paese in condizione di minimizzare i costi derivanti dagli obblighi assunti per la protezione dell'ambiente. Sebbene si tratti di mercati relativamente giovani, hanno dato nel complesso buoni risultati, stimolando la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e il risparmio energetico in misura superiore agli obiettivi fissati. In particolare, la formazione dei prezzi in questi mercati si è dimostrata particolarmente efficiente, segnalando prontamente situazioni di eccesso di offerta attraverso consistenti ribassi delle quotazioni e fornendo preziose indicazioni sulle correzioni necessarie per riportare in equilibrio il mercato. Facendo tesoro dell'esperienza fin qui maturata, a fine 2007 sono stati introdotti importanti aggiustamenti a questi sistemi di mercato e alcuni risultati sono già visibili. Le quotazioni hanno ripreso consistenza ed assolvono meglio il loro ruolo di promozione degli investimenti necessari a rispettare gli obblighi presi dall'Italia a livello internazionale.

Il settore energetico è in rapida evoluzione sotto l'incalzare di tensioni sui prezzi e dell'emergere di nuove, importanti realtà su entrambi i lati dei mercati mondiali. Su questo sfondo, assicurare al Paese energia in condizioni di sicurezza e a costi competitivi è divenuto una sfida sempre più ardua, che richiede un impegno coerente da parte di tutti, operatori, autorità, gestori di rete e di mercato. In questo concerto di ruoli, il GME ha interpretato il suo non semplicemente come custode di un mercato, ma anche di promotore del suo miglioramento ed avanzamento, di un soggetto aperto a un costante dialogo con gli operatori, di un interlocutore delle autorità competenti e attento a perseguire l'interesse pubblico. A questo impegno è stata improntata la sua azione negli scorsi anni e continuerà a esserlo in futuro, nella consapevolezza che lo sviluppo economico e sociale del Paese passa anche attraverso il corretto operare dei meccanismi di mercato concorrenziale in un settore, come quello energetico, in cui l'Italia denuncia grande vulnerabilità e strutturali svantaggi competitivi.



2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Nel presente capitolo vengono descritti gli elementi di rilievo che hanno caratterizzato la gestione nel 2007. Vengono evidenziati, in particolare, l'andamento delle contrattazioni e i principali indicatori dei mercati gestiti dal GME, nonché gli indicatori economici della gestione 2007 ed i fatti gestionali che potrebbero caratterizzare l'esercizio 2008.

MERCATO ELETTRICO

Il GME organizza e gestisce il Mercato Elettrico, che si articola nei Mercati dell'Energia - ovvero Mercato del Giorno Prima (MGP) e Mercato di Aggiustamento (MA) - e nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Il GME organizza e gestisce anche la Piattaforma dei Conti Energia a Termine.

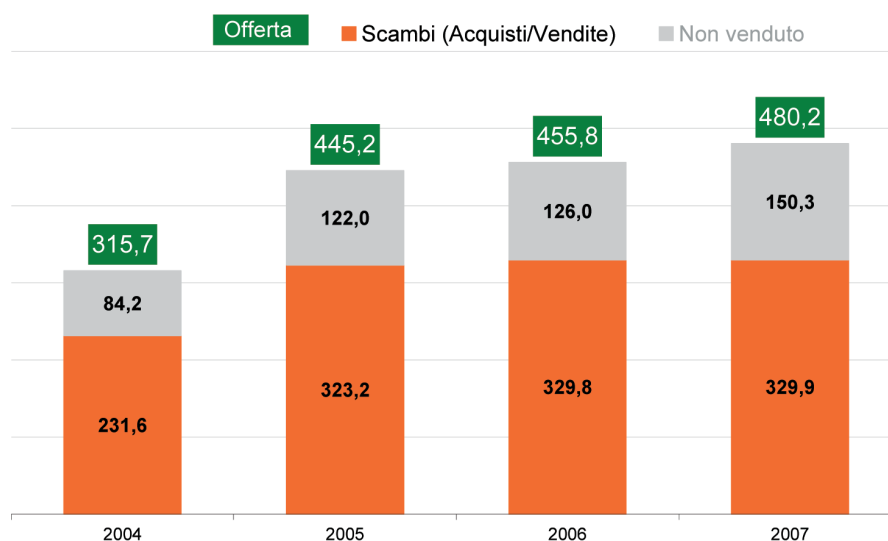
Mercato del Giorno Prima

Il 2007 ha registrato la più rilevante crescita del MGP dall'avvio del Mercato Elettrico, avvenuto nel 2004, dal punto di vista sia della numerosità degli operatori che dei volumi scambiati sul mercato.

In termini di operatori, sotto la spinta di quelli attivi lato vendita, si sono raggiunte le 89 unità, le quali hanno negoziato volumi di elettricità pari a 221 TWh, registrando l'incremento tendenziale più alto dall'avvio delle contrattazioni (+12,6%), nonostante una domanda stabile a 330 TWh.

Grazie all'apporto di nuova capacità produttiva, i volumi di energia elettrica offerta in vendita su MGP sono saliti a 480,2 milioni di MWh (54.820 MWh in media oraria), con un aumento medio orario di 2.784 MWh (+5,4%), che fa seguito a quello di 1.211 MWh (+2,4%) registrato nel 2006. I volumi scambiati (acquisti/vendite), pari a 329,9 milioni di MWh (37.665 MWh in media oraria), si sono confermati sul livello dell'anno precedente, a fronte di un aumento del 2,0% nel 2006. Pertanto i volumi di energia offerti ma non venduti, pari a 150,3 milioni di MWh, sono aumentati del 19,2%, con una quota invenduta che è salita al 45,5% del venduto (contro il 38,2% del 2006).

1 Volumi di energia elettrica



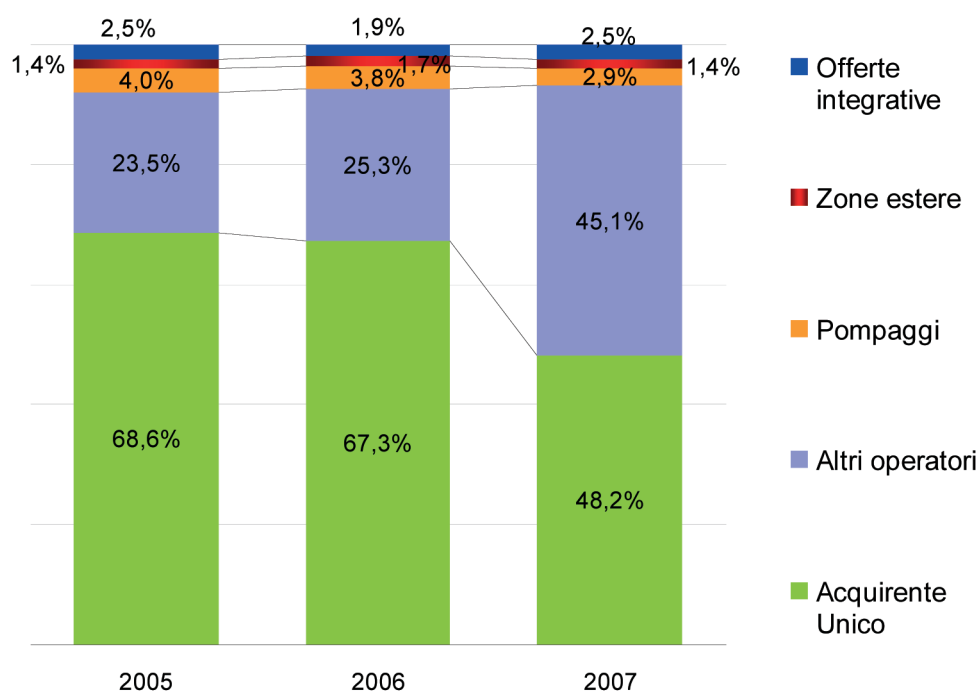
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Sulla base di questi dati, la liquidità del MGP, intesa come rapporto tra gli scambi eseguiti su IPEX e quelli complessivi, ha raggiunto il picco storico del 67,1%, con una più che apprezzabile crescita di 7,5 punti percentuali (p.p.) rispetto al 2006. Tale incremento è particolarmente significativo, non solo per la sua entità, ma anche perché ottenuto in un periodo di domanda stabile e di marcata riduzione del ruolo dell'Acquirente Unico (AU), i cui acquisti sono diminuiti fino a 107 TWh (-19%), rappresentando solo il 48,2% dei volumi totali di borsa. Ciò significa che il deciso incremento della liquidità è stato sostenuto dalla considerevole crescita del contributo degli operatori "non istituzionali", che oggi comprano in borsa circa 100 TWh, pari al 52% del proprio fabbisogno e al 45% degli scambi di borsa. Questa tendenza, che ha apportato ben 15,2 p.p. di ulteriore liquidità, riflette la scelta di molti operatori di sostituire i contratti bilaterali fisici con operazioni spot coperte da contratti finanziari alle differenze.

2 Composizione della domanda su MGP

	<i>Totale volumi</i>	<i>Media oraria</i>	<i>Variazione</i>	<i>Struttura</i>
	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>	<i>%</i>	<i>%</i>
Borsa	221.292.184	25.262	12,6%	67,1%
<i>Acquirente Unico</i>	106.570.141	12.166	-19,4%	32,3%
<i>Altri operatori</i>	99.756.337	11.388	100,6%	30,2%
<i>Pompaggi</i>	6.340.347	724	-14,8%	1,9%
<i>Zone estere</i>	3.057.474	349	-8,6%	0,9%
<i>Saldo programmi PCE</i>	161	0	-	0,0%
<i>Offerte integrative</i>	5.567.723	636	46,6%	1,7%
Contratti bilaterali	108.657.022	12.404	-18,5%	32,9%
<i>Bilaterali esteri</i>	726.452	83	-43,5%	0,2%
<i>Bilaterali nazionali AU</i>	16.166.432	1.845	-22,2%	4,9%
<i>Bilaterali nazionali altri</i>	91.764.300	10.475	-17,5%	27,8%
<i>Saldo programmi PCE</i>	161	-		
VOLUMI ACQUISTATI	329.949.207	37.665	0,0%	100,0%
Borsa	5.461.117	623	-25,2%	99,7%
<i>Altri operatori</i>	495.611	57	1628,2%	9,1%
<i>Pompaggi</i>	36.626	4	-18,4%	0,7%
<i>Zone estere</i>	4.928.880	563	-31,8%	90,0%
Contratti bilaterali	14.768	2	-	0,3%
VOLUMI NON ACQUISTATI	5.475.885	625	-25,0%	100,0%
DOMANDA TOTALE	335.425.092	38.291	-0,5%	

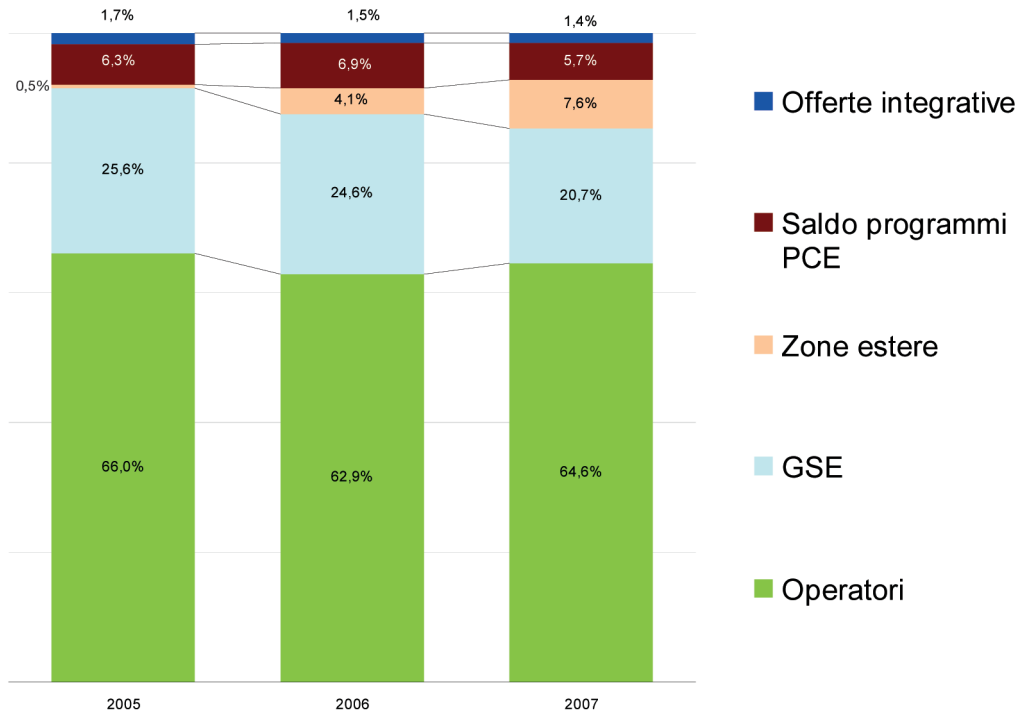
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA



3 Composizione dell'offerta su MGP

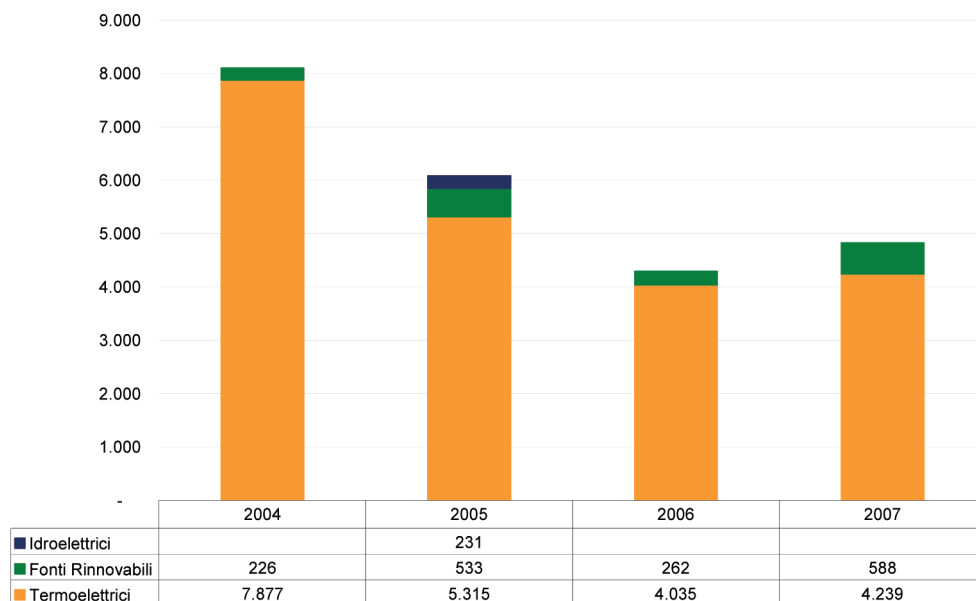
	Totale volumi MWh	Media oraria MWh	Variazione %	Struttura %
Borsa	221.292.184	25.262	12,6%	67,1%
Operatori	142.990.379	16.323	15,7%	43,3%
GSE	45.828.980	5.232	-5,3%	13,9%
Zone estere	16.786.271	1.916	110,6%	5,1%
Saldo programmi PCE	12.528.950	1.430	-7,7%	3,8%
Offerte integrative	3.157.605	360	4,7%	1,0%
Contratti bilaterali	108.657.022	12.404	-18,5%	32,9%
Bilaterali esteri	33.782.919	3.856	-19,6%	10,2%
Bilaterali nazionali	87.403.054	9.978	-16,6%	26,5%
Saldo programmi PCE	-12.528.950	-1.430		-3,8%
VOLUMI VENDUTI	329.949.207	37.665	0,0%	100,0%
Borsa	150.147.140	17.140	19,1%	99,9%
Operatori	144.846.886	16.535	17,6%	96,4%
GSE	-	-	-100,0%	-
Zone estere	5.300.255	605	83,2%	3,5%
Contratti bilaterali	127.070	15	3088,1%	0,1%
Esteri	0	0	-100,0%	0,0%
Nazionali	127.070	15	167441,1%	0,1%
VOLUMI NON VENDUTI	150.274.210	17.155	19,2%	100,0%
OFFERTA TOTALE	480.223.417	54.820	5,4%	

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA



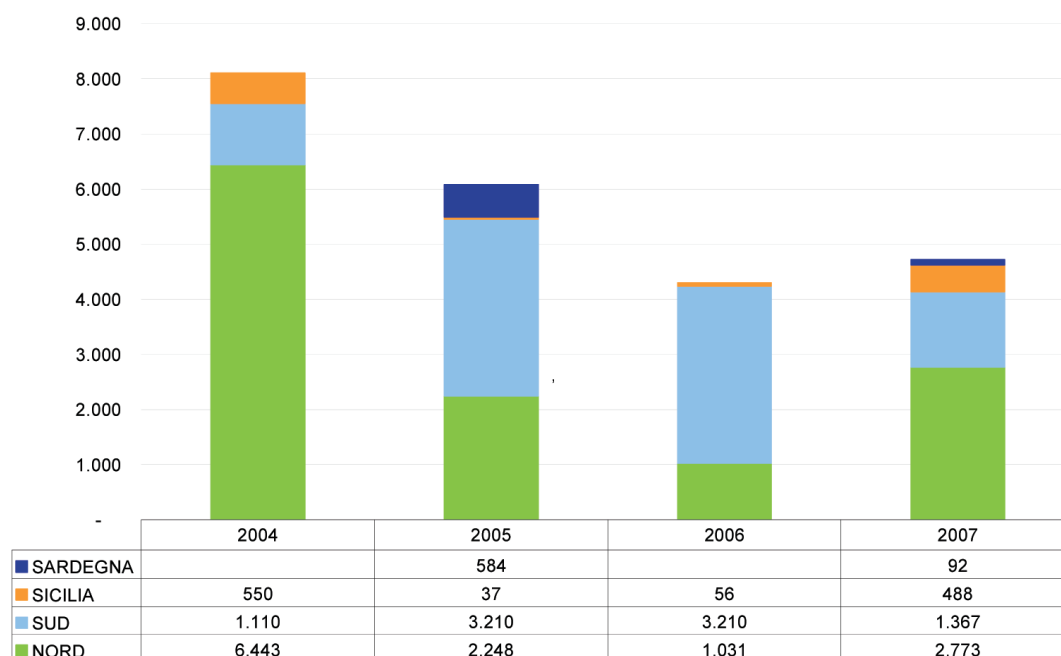
Sul lato dell'offerta di energia elettrica, inoltre, si evidenzia che, anche nel 2007, il processo di rinnovamento del parco elettrico nazionale è proseguito a ritmi sostenuti, con l'entrata in funzione di 5.000 MVA di nuova capacità, di cui, la quasi totalità, ha riguardato impianti termoelettrici (4.200 MVA). Mentre, la nuova capacità da fonte rinnovabile ha coperto una quota inferiore al 12%, concentrandosi esclusivamente nelle zone meridionali e insulari.

4 Nuova potenza installata per tecnologia (MVA)



Fonte: Terna

5 Nuova potenza installata per macrozona (MVa)



Fonte: Terna

Questo sviluppo del parco ha avuto effetti rilevanti non solo sulla composizione per fonti delle quantità vendute per macrozona e sulla concentrazione del mercato, ma anche sulle performance delle diverse tecnologie e in particolare dei nuovi cicli combinati a gas. In particolare, si è registrata una riduzione tendenziale del numero di ore di utilizzo e del tasso di successo (pari al rapporto tra quantità venduta e quantità offerta sul MGP) per tutte le tecnologie termiche di modulazione (olio, metano, turbogas), mentre permangono relativamente stabili i valori relativi a quelle di base (carbone e ccgt).

Ciò ha comportato che, nel 2007, le vendite nazionali per tecnologia di produzione siano attribuibili ad impianti termici alimentati a gas naturale per 16.822 MWh in media oraria, con una crescita media ogni ora di 1.186 MWh (+7,6%) e in particolare gli impianti a ciclo combinato hanno registrato una maggior produzione media oraria di 2.093 MWh (+15,0%). In aumento anche le vendite da impianti da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico che in un anno sono aumentate di 73 MWh medi orari (+7,0%). Per contro si sono ridotte le vendite delle altre centrali termoelettriche (-838 MWh; -7,5%), con particolare riferimento a quelle alimentate ad olio e policombustibili (-915 MWh; -16,8%) e le vendite degli impianti idroelettrici (-487 MWh; -13,0%). Tra questi ultimi la flessione percentuale più marcata si è registrata per quelli di pompaggio (-212 MWh, -28,0%).

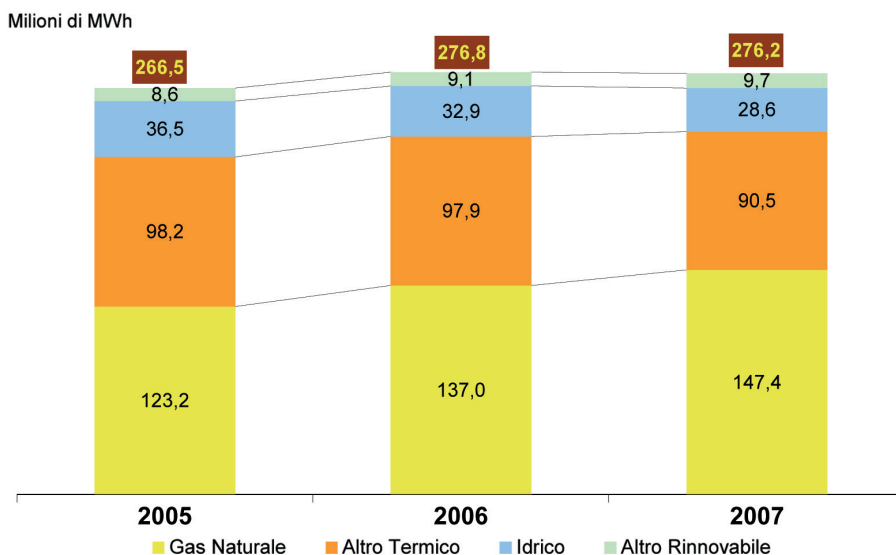
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

6 Volumi venduti per tipologia di impianto

MWh	Volumi				Struttura				
	2007		2006		Var. tendenziale		2007	2006	Della PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%			
Gas Naturale	147.362.034	16.822	136.972.993	15.636	1.186	7,6%	53,3%	49,5%	3,9
Ciclo combinato	140.332.330	16.020	121.995.693	13.926	2.093	15,0%	50,8%	44,1%	6,7
Convenzionale	6.321.836	722	14.318.494	1.635	-913	-55,8%	2,3%	5,2%	-2,9
Turbogas	707.867	81	658.805	75	6	7,4%	0,3%	0,2%	0,0
Altro Termico	90.509.652	10.332	97.850.618	11.170	-838	-7,5%	32,8%	35,4%	-2,6
Carbone	22.737.256	2.596	23.247.902	2.654	-58	-2,2%	8,2%	8,4%	-0,2
Olio e policomb.	39.842.168	4.548	47.859.775	5.463	-915	-16,8%	14,4%	17,3%	-2,9
Autoprod. e altro	27.930.229	3.188	26.742.942	3.053	136	4,4%	10,1%	9,7%	0,5
Idroelettrico	28.639.550	3.269	32.905.828	3.756	-487	-13,0%	10,4%	11,9%	-1,5
Modulazione	11.857.057	1.354	14.038.887	1.603	-249	-15,5%	4,3%	5,1%	-0,8
Fluente	11.995.251	1.369	12.218.475	1.395	-25	-1,8%	4,3%	4,4%	-0,1
Pompaggio	4.787.242	546	6.648.466	759	-212	-28,0%	1,7%	2,4%	-0,7
Altro Rinnovab.	9.711.177	1.109	9.074.334	1.036	73	7,0%	3,5%	3,3%	0,2
Totale Vendite Impianti	276.222.412	31.532	276.803.773	31.599	-66	-0,2%	100,0%	100,0%	
Offerte Integrative	3.157.605	360	3.016.550	344	16	4,7%			
Totale Vendite Nazionali	279.380.017	31.893	279.820.323	31.943	-50	-0,2%			

Tali dinamiche confermano le tendenze di più lungo periodo prevalenti negli ultimi anni; in particolare se si considera il triennio 2005-2007, la quota venduta da impianti termici alimentati a gas naturale è cresciuta di 7,1 p.p. attestandosi al 53,3%, con la quota degli impianti a ciclo combinato che è passata dal 41,2% del 2005 al 50,8% del 2007 (+9,6 p.p.). Anche se in misura più contenuta (+0,3 p.p.), è cresciuto il peso degli impianti rinnovabili diversi dagli idroelettrici, pari al 3,5% nel 2007. Per contro sono diminuite le quote vendute dagli altri impianti termici tradizionali (-4,1 p.p.) e dagli impianti idroelettrici (-3,3 p.p.) che nel 2007 si sono attestate rispettivamente al 32,8% ed al 10,4%.

7 Vendite per tipologia di impianto



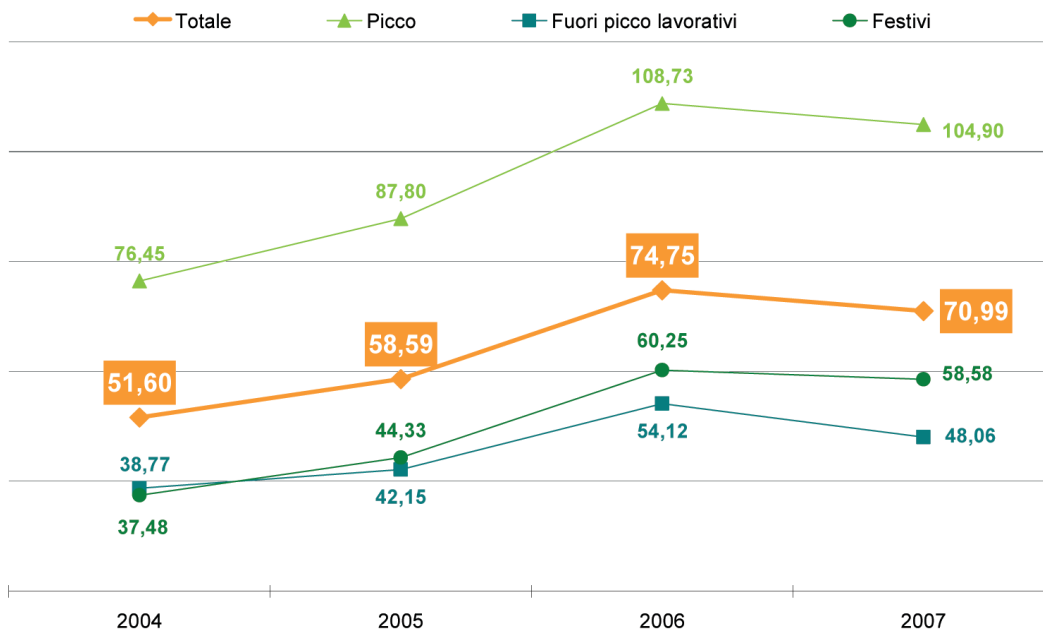
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

In relazione al livello dei prezzi su MGP, si evidenzia che quello medio è stato pari a 70,99 €/MWh, in calo di circa 4 €/MWh rispetto al 2006 (-5%) ma ancora sensibilmente superiore ai valori del 2005 e del 2004.

Ciò nonostante, dopo tre anni di crescita, il 2007 ha registrato il primo ribasso annuo del Pun, largamente riconducibile alla contrazione delle quotazioni del petrolio e all'apprezzamento del cambio, considerata la relazione ritardata tra il prezzo del Brent e quello dell'energia elettrica. Nello stesso tempo si è osservato un aumento della volatilità del Pun, storicamente contenuta, che rimane comunque largamente inferiore a quella che prevale sugli altri mercati europei.

La riduzione del Pun ha interessato tutti i gruppi di ore, risultando massima nelle ore fuori picco (-6 €/MWh) e più contenuta in quelle festive (-2 €/MWh). Si è quindi rafforzato il trend triennale di ampliamento della differenza tra prezzi di picco e fuori picco (cresciuta dai 38 €/MWh del 2004 a 57 €/MWh) e di quella tra prezzi festivi e fuori picco (passata da 1 a 10 €/MWh). Il primo fenomeno appare riconducibile al crescente eccesso di offerta di base determinato dai nuovi entranti, che comporta prezzi proporzionalmente inferiori nelle ore di bassa domanda in cui vi è molta concorrenza per garantire il dispacciamento, recuperando margini e costi fissi nelle ore di picco in cui alcuni operatori dispongono di maggior potere di mercato. Il secondo risente, tra l'altro, del progressivo aumento della concentrazione nelle ore festive rispetto a quelle fuori picco, verificatosi a partire dal 2005 con intensità crescente.

8 Pun medio mensile (€/MWh)



A fronte della riduzione del livello dei prezzi nel MGP, la loro volatilità ha esibito una crescita sensibile sia in termini assoluti che relativi, raggiungendo il valore record di 11,20 €/MWh (+23%), pari al 16% del Pun (+4 p.p.). In particolare si può osservare come la volatilità relativa risulti abbastanza omogenea nei diversi gruppi di ore, con una tendenza strutturale al rialzo nelle ore festive.

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

9 Volatilità annuale del Pun

€/MWh	Indice Volatilità Assoluta				Indice Volatilità Relativa			
	2007	2006	2005	2004	2007	2006	2005	2004
Totale	11,20	9,07	7,29	10,77	16%	12%	13%	20%
Lavorativo	11,91	9,55	7,28	11,27	15%	11%	11%	18%
Picco	17,31	13,57	9,54	15,32	16%	12%	11%	19%
Fuori picco	6,52	5,52	5,02	7,22	14%	11%	12%	18%
Festivo	9,51	7,97	7,21	9,49	17%	13%	17%	26%

In relazione alle zone geografiche, i differenziali di prezzo tra zone riflettono sostanzialmente tre fattori: le differenze strutturali nell'equilibrio domanda-offerta di ciascuna zona; l'effetto dei limiti di transito tra zone; le differenze nel comportamento di offerta degli operatori.

In particolare, nel 2007, il differenziale tra i prezzi ha raggiunto il valore di 11,04 €/MWh, quasi il doppio rispetto al 2006 e avvicinandosi in maniera consistente al massimo registrato nel 2004. Tale incremento è da attribuirsi alla simultanea forte contrazione del prezzo nella zona Nord (-5,15 €/MWh, -7,0%), che per il quarto anno consecutivo è risultato il più basso attestandosi a 68,47 €/MWh, e all'incremento in controtendenza del prezzo in Sicilia, tornata ad essere la zona più costosa con 79,51 €/MWh a causa di un modesto incremento di 0,55 €/MWh (+0,7%).

10 Prezzi zionali medi e volatilità annuali (€/MWh)

€/MWh	2007		2006			2005			2004		
	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Var. tendenziale '07/'06	Media	Volatilità	Var. tendenziale '06/'05	Media	Volatilità	Var. tendenziale '05/'04
NORD	68,47	12,30	73,63	9,61	-5,15 -7,0%	57,71	7,79	15,92 27,6%	48,94	12,53	8,77 17,9%
CENTRO NORD	72,80	11,24	74,98	8,98	-2,18 -2,9%	58,62	7,41	16,36 27,9%	53,03	11,35	5,59 10,5%
CENTRO SUD	73,05	11,17	74,99	8,97	-1,94 -2,6%	59,03	7,14	15,96 27,0%	54,18	10,89	4,84 8,9%
SUD	73,04	11,17	74,98	8,97	-1,94 -2,6%	59,03	7,14	15,95 27,0%	54,18	10,89	4,85 8,9%
CALABRIA	73,22	11,33	75,67	10,69	-2,45 -3,2%	59,83	8,05	15,84 26,5%	56,39	14,77	3,44 6,1%
SICILIA	79,51	15,34	78,96	13,37	0,55 0,7%	62,77	10,50	16,18 25,8%	55,22	15,27	7,56 13,7%
SARDEGNA	75,00	16,70	80,55	16,93	-5,56 -6,9%	60,38	9,07	20,18 33,4%	59,98	16,97	0,39 0,7%
Delta totale	11,04	5,53	6,93	7,96		5,07	3,36		11,05	6,08	
Delta continentale	4,75	1,13	2,05	1,72		2,12	0,90		7,46	3,88	

Le differenze nella struttura dei prezzi non hanno riguardato solo i valori medi ma anche la volatilità. In generale le zone con prezzi più alti (le isole) sono anche quelle che esprimono livelli di volatilità più elevati sia in termini assoluti (oltre 15 €/MWh), che relativi (tra il 20 e il 22%). Per contro le zone continentali esibiscono dinamiche più contenute e in linea con quelle del Pun, facendo registrare valori assoluti prossimi a 11 €/MWh e valori relativi intorno al 15%; particolare è il caso del Nord che presenta una maggior volatilità relativa (17%). Emerge inoltre che in tutte le zone la volatilità, relativamente costante nel corso degli ultimi quattro anni in termini assoluti, è tornata a crescere in termini relativi dopo due anni di riduzioni tendenziali.

Box 1 Mercato Elettrico

I corrispettivi applicati dal GME nel 2007 per l'ammissione e la partecipazione al Mercato Elettrico sono stati i seguenti:

- corrispettivo di ammissione pari a 7.500 euro;
- corrispettivo fisso annuo pari a 10.000 euro.

Con riferimento ai corrispettivi variabili, a partire dal 1° gennaio 2007, come sancito dal Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 23 novembre 2006, è divenuta efficace la nuova struttura dei corrispettivi variabili per la partecipazione al Mercato Elettrico, ovvero:

- 0 euro per una franchigia iniziale di 20.000 MWh negoziati mensilmente;
- 0,04 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 20.000 MWh fino ad un massimo di 1.000.000 MWh;
- 0,03 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 1.000.000 MWh fino ad un massimo di 10.000.000 MWh;
- 0,02 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti 10.000.000 MWh.

Per la partecipazione alla PAB, il GME applica soltanto un corrispettivo per ogni MWh scambiato, pari a 0,01 €/MWh.

I principali indicatori che hanno caratterizzato la gestione del Mercato Elettrico nel 2007 sono di seguito rappresentati:

Volumi: MGP ed MA

	2007		2006		Variazioni	
	Volumi in TWh	Controvalore in milioni di €	Volumi in TWh	Controvalore in milioni di €	Volumi in TWh	Controvalore in milioni di €
Volumi di energia negoziati su MGP (acquisti = vendite)	221,3	17.478,6	196,8	15.881,5	24,5	1.597,1
Volumi di energia negoziati su MA (acquisti = vendite)	12,7	883,4	9,9	751,1	2,8	132,3
Totale	234,0	18.362,0	206,7	16.632,6	27,3	1.729,4

Volumi: MSD

in TWh	2007	2006	Variazioni
Volumi venduti e acquistati su MSD	46,6	45,5	1,1

Liquidità del MGP

in %	2007	2006	Variazioni
Liquidità del MGP	67,1	59,5	7,6

Operatori ammessi al Mercato Elettrico al 31/12/2007 (compresi GSE, AU e Terna)

	2007	2006	Variazioni
Operatori del Mercato Elettrico	127	103	24

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Volumi di energia scambiati su PAB

in TWh	2007	2006	Variazioni
PAB (cessioni = acquisizioni)	3,3	8,4	(5,1)

Corrispettivi sul Mercato Elettrico

in Euro	
Corrispettivo di accesso	187.500
Corrispettivo fisso annuo	1.129.534
Corrispettivo per ogni MWh negoziato	16.920.893

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto una quantità record dall'inizio del Mercato Elettrico pari a 221,3 TWh, in aumento, rispetto al 2006, del 12,4%. Tale aumento è giustificato principalmente dalla minore quantità di energia scambiata attraverso i contratti bilaterali, di conseguenza la liquidità media del mercato è salita di 7,6 punti percentuali, dal 59,5% al 67,1%.

Il valore economico delle contrattazioni ha raggiunto 17,5 miliardi di Euro, con un incremento del 10,1% rispetto all'anno precedente.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è stato pari a 70,99 €/MWh, in diminuzione di 3,76 €/MWh rispetto al 2006 (-5,10%).

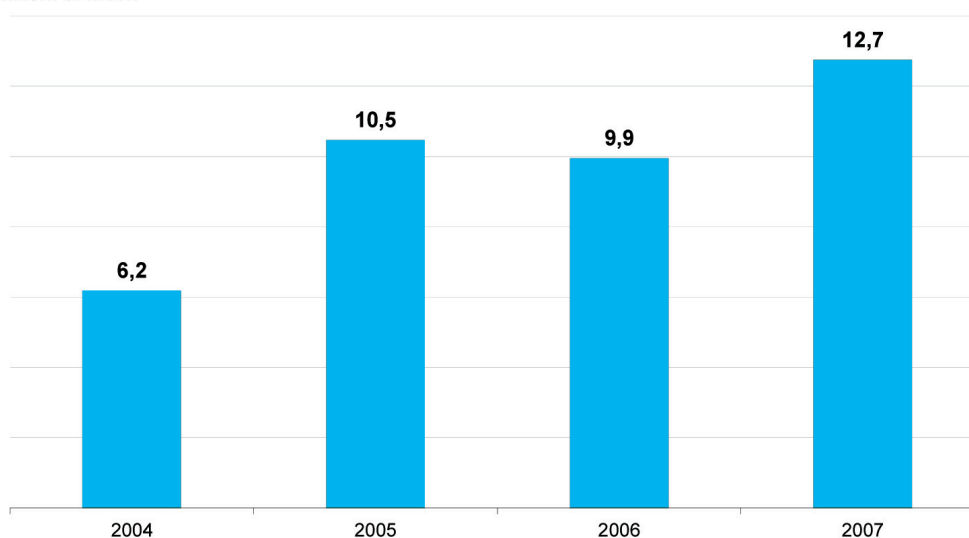
Mercato di Aggiustamento

Nel 2007 gli operatori attivi sul MA, mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP, sono rimasti sostanzialmente stabili e meno numerosi rispetto all'anno precedente, a fronte di aumenti sensibili dei volumi scambiati, che hanno raggiunto i 13 TWh (+28,1%) e rappresentano il 3,9% di quelli scambiati sul MGP.

L'andamento annuale dei volumi mostra la netta crescita nell'ultimo anno dopo il lieve calo registrato nel 2006.

11 Volumi scambiati su MA

Milioni di MWh



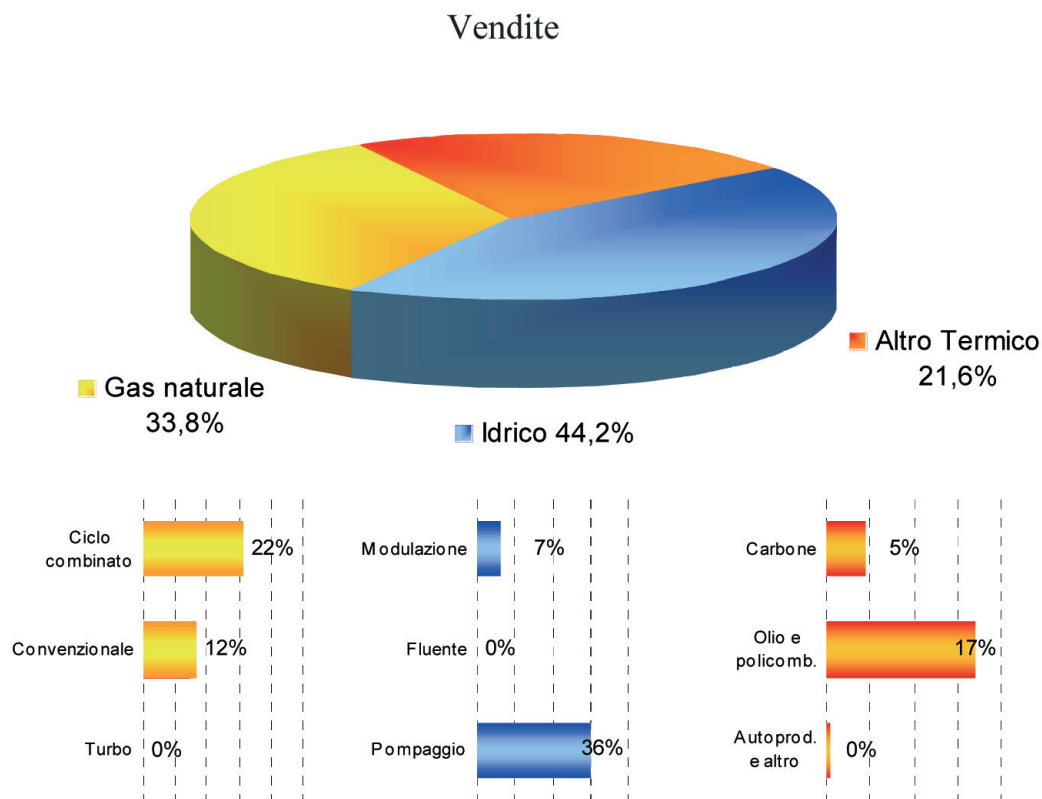
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

A livello macrozonale, i volumi venduti sono aumentati in tutte le macro zone, con variazioni comprese tra il 26,9% della MzSud e il 43,5% della MzSicilia; fa eccezione la Sardegna che ha segnato una flessione del 4,9%. Il peso delle vendite nelle zone continentali (Nord e Sud) è rimasto stabile attorno al 90%, mentre il rapporto tra le vendite su MA e quelle su MGP in tutte le zone è variato tra il 3,2% della Sardegna e il 4,9% della MzSud.

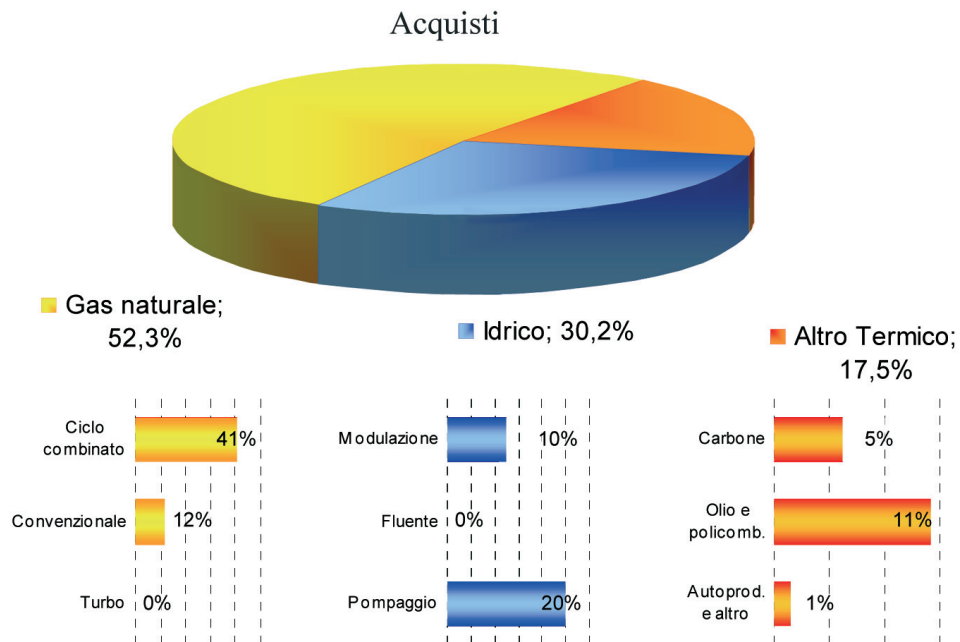
I volumi acquistati sono aumentati su base annua in quasi tutte le zone e in maniera rilevante nella MzNord (+57,6%). Unica zona in controtendenza la MzSud che ha visto gli acquisti su MA ridursi del 6,9%. Nelle macrozone Nord e Sud si sono concentrati rispettivamente il 63,0% e il 26,4% dei volumi complessivamente acquistati. Quanto al rapporto tra acquisti su MA e acquisti su MGP, quello più alto si è registrato nella MzNord (4,5%) e il più basso nella MzSardegna (2,8%).

L'analisi per tipologia di impianto evidenzia che gli scambi su MA hanno determinato complessivamente la sostituzione di produzione a gas (-259 mila MWh medi orari) con produzione da idrico (+210 mila MWh) e da altro termico (+67 mila MWh).

12 Vendite e acquisti per tipologia di impianto su MA

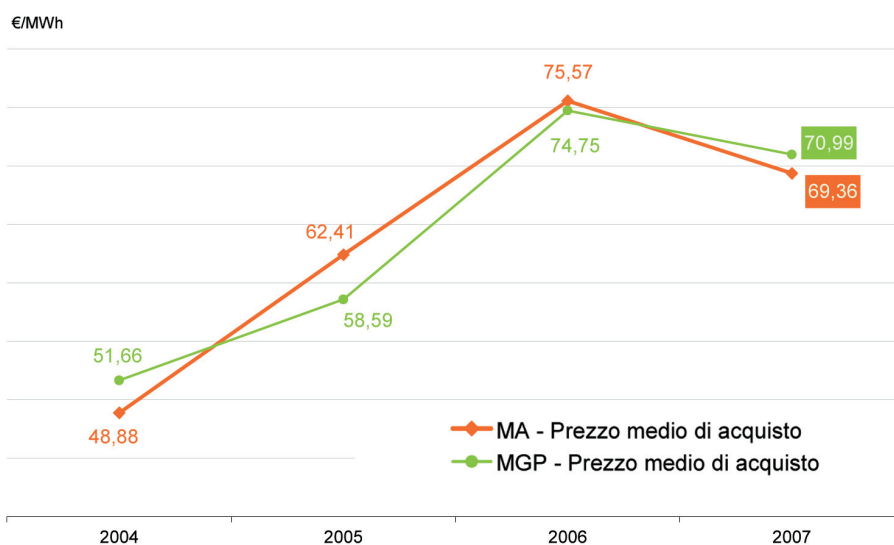


2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA



Dall'avvio del mercato elettrico il prezzo medio di acquisto su MA ha seguito la stessa dinamica del prezzo medio (aritmetico) di acquisto su MGP (Pun). L'assenza di evidenti condizioni di arbitraggio tra i due mercati sembra suggerire che il MA venga utilizzato dagli operatori con finalità prevalentemente tecniche di gestione dei problemi di programmazione efficiente delle unità di produzione e non di carattere speculativo.

13 Prezzo di acquisto su MA



Nel 2007 il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 69,36 €/MWh, in calo di 6,21 €/MWh (-8,2%) rispetto all'anno 2006, mentre l'indice di volatilità dei prezzi indica che in tutte le zone si è registrato un aumento della volatilità rispetto all'anno precedente, ad eccezione della Sicilia dove tale indicatore è rimasto invariato.

Mercato del Servizio di Dispacciamento

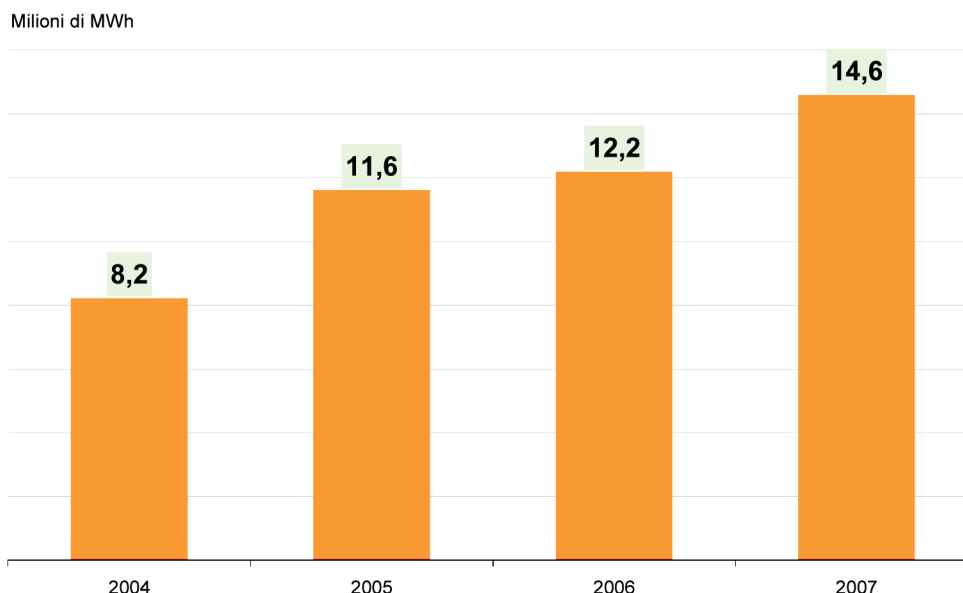
Il Mercato del Servizio di Dispacciamento è il mercato sul quale sono negoziate delle offerte di vendita e acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzate da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi.

Quindi, per suo stesso disegno, l'analisi dei dati nella disponibilità di GME non può che essere di natura prevalentemente descrittiva, fornendo solo due esiti distinti, quali:

1. MSD ex-ante, relativo alle offerte accettate da Terna a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva;
2. MSD ex-post, relativo alle offerte accettate da Terna nel tempo reale ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Su MSD ex ante a salire, l'andamento annuale dei volumi acquistati da Terna mostra una dinamica crescente già a partire dal 2005 con un'accelerazione nell'ultimo anno. In particolare, nel 2007, Terna ha acquistato 14,6 milioni di MWh (pari a 1.664 MWh in media oraria) in aumento del 19,8% rispetto al 2006 e pari al 4,4% degli acquisti su MGP (contro il 3,7% dell'anno precedente).

14 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire



Invece, l'andamento annuale dei volumi venduti da Terna, su MSD ex ante a scendere, ha subito una brusca inversione nel 2007, dopo due anni di crescita, registrando una vendita pari a 12,0 milioni di MWh (pari a una media oraria di 1.373 MWh) con una diminuzione del 15,8%, e tali volumi hanno rappresentato il 3,6% di quelli scambiati su MGP (erano il 4,3% l'anno precedente).

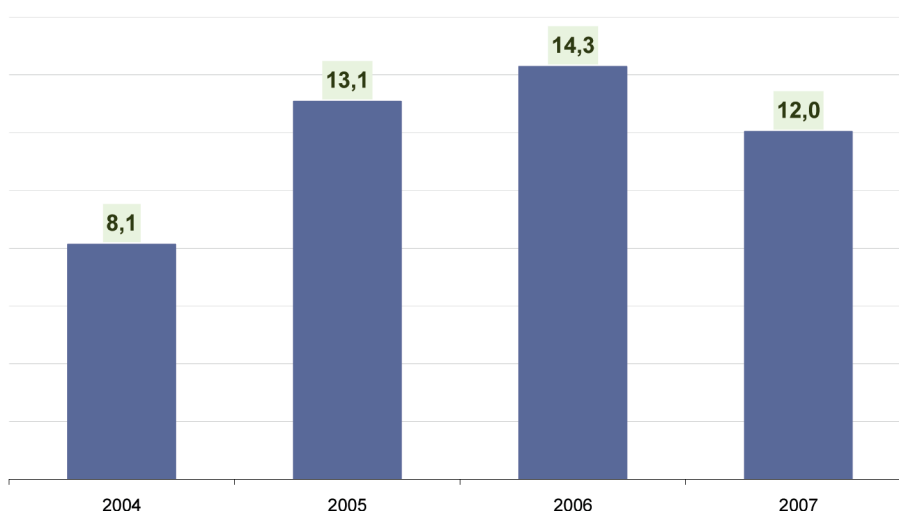
Nel 2007 si è registrata una flessione anche su MSD ex post a salire dove Terna ha acquistato 9,3 milio-

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

ni di MWh in diminuzione del 15,3% rispetto all'anno precedente e pari al 2,8% dei volumi scambiati su MGP (era il 3,3% nel 2006), mentre, nello stesso anno, si evidenzia una impennata delle vendite del TSO italiano, dopo due anni pressoché stazionari. In dettaglio, Terna ha venduto 10,7 milioni di MWh in forte aumento rispetto all'anno precedente (+33,4%) e con una quota del 3,2% dei volumi su MGP (era del 2,4% nel 2006).

15 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere

Milioni di MWh



La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Il GME dal 1° aprile 2007 gestisce la Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) sulla quale possono essere registrate sia transazioni commerciali di compravendita di energia a termine in esecuzione dei contratti bilaterali conclusi dagli operatori, sia i relativi programmi fisici di immissione e prelievo. Complessivamente le transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2007 sono state 17.652, per un totale di 96,7 milioni di MWh che hanno determinato una posizione netta dei Conti Energia per 82,2 milioni di MWh.

16 Contratti registrati per profilo e posizione netta

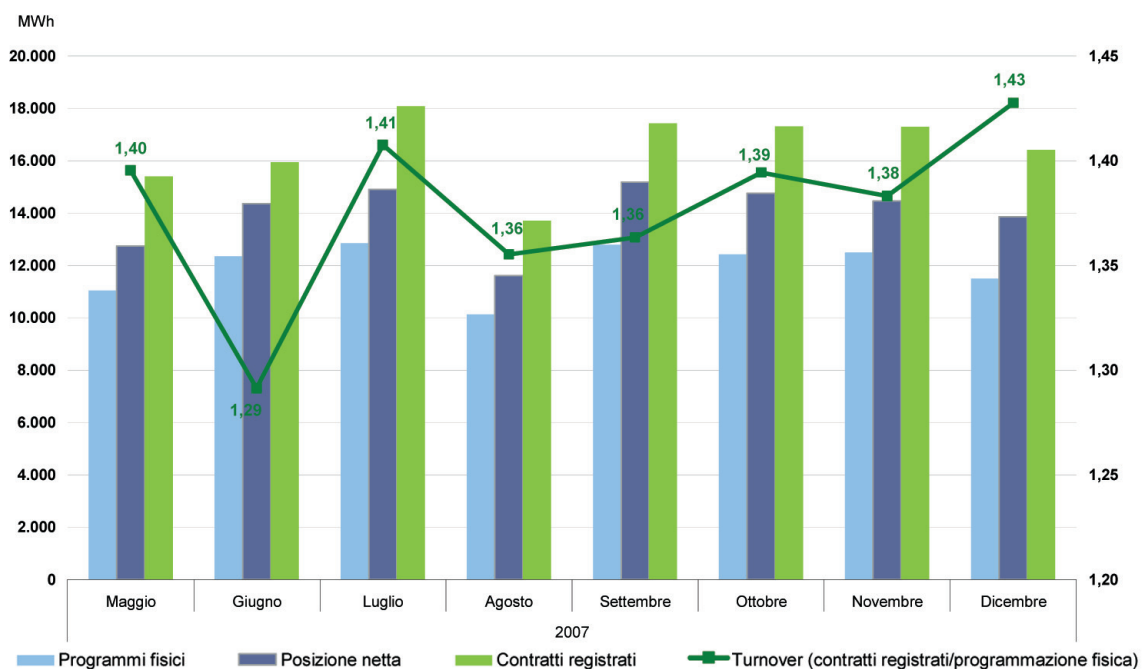
2007

Profilo	Numero	MWh	Struttura	N° Indice
Baseload	2.967	16.918.893	17,5%	
Off Peak	674	5.858.379	6,1%	
Peak	1.298	5.297.652	5,5%	
Week-end	1	1.200	0,0%	
Totale Standard	4.940	28.076.124	29,0%	
NonStandard	12.712	68.619.843	71,0%	
Totale	17.652	96.695.967	100,0%	118
Posizione netta		82.187.562		100

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Al fine di misurare il grado di flessibilità della PCE, si è stimato il peso complessivo delle operazioni eseguite dai partecipanti al mercato con finalità di pura gestione dei propri portafogli energia, quindi non direttamente riconducibili alle esigenze concrete di approvvigionamento e vendita di elettricità, attraverso il rapporto tra contratti registrati e programmi fisici effettivamente eseguiti. Tale valore a livello mensile non è mai risultato inferiore a 1,29 (giugno 2007) e a fine anno ha raggiunto il massimo a quota 1,43. Ciò implica che ogni 143 MWh sottostanti alle transazioni registrate sulla piattaforma, solo 100 MWh di elettricità sono stati effettivamente consegnati (prelevati) su MGP.

17 Contratti registrati, posizione netta e programmi fisici: media oraria



Il profilo di contratto non standard si è dimostrato il più utilizzato con volumi pari a 68,6 milioni di MWh (71,0% del totale). Tra i contratti standard, ammontati nel complesso a 28,1 milioni di MWh (29% del totale), il più utilizzato è stato il baseload con 16,9 milioni di MWh (17,5%).

Preciudendo dalla tipologia, la gran parte dei contratti ha previsto periodi di consegna di breve durata (il 73,6% non ha superato la settimana), che sono stati registrati con anticipi limitati rispetto alla consegna (il 67,2% negli ultimi tre giorni utili). In particolare i contratti di durata giornaliera, pari al 25,9% del totale, sono stati quasi tutti (circa il 95%) registrati nell'ultima data utile (cioè con due giorni di anticipo).

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Box 2 Piattaforma dei Conti Energia a Termine

I corrispettivi applicati dal GME nel 2007 per l'ammissione e la partecipazione alla PCE sono stati i seguenti:

- corrispettivo fisso annuo pari a 0 euro;
- corrispettivo di accesso pari a 1.000 euro;
- corrispettivo sui MWh oggetto delle transazioni registrate pari a 0,02 €/MWh.

I principali indicatori che hanno caratterizzato la gestione della Piattaforma dei Conti Energia a Termine nel 2007 sono di seguito rappresentati:

PCE

Profilo	MWh	%
<i>Baseload</i>	16.918.893	17,50%
<i>Off Peak</i>	5.858.379	6,06%
<i>Peak</i>	5.297.652	5,48%
<i>Week-end</i>	1.200	0,00%
Totale Standard	28.076.124	29,04%
Totale Non Standard	68.619.843	70,96%
Totale transazioni registrate con consegna 2007	96.695.967	100,00%

Operatori ammessi alla Piattaforma dei Conti di Energia a Termine (compresi GSE, AU e Terna)

	2007
Operatori della Piattaforma dei Conti Energia a Termine al 31/12/2007	111

Corrispettivi PCE

	in Euro
Corrispettivi di accesso	24.000
Corrispettivi per ogni MWh registrato	4.050.565

MERCATI AMBIENTALI

Il Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME) è direttamente impegnato nel favorire l'attuazione delle politiche a tutela dell'ambiente attraverso l'organizzazione e la gestione di diverse piattaforme di mercato, ovvero il Mercato dei Certificati Verdi, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica e il Mercato delle Unità di Emissione, meglio conosciuti come Mercati per l'ambiente.

Mercato dei Certificati Verdi

Il GME da marzo 2003 organizza un mercato per la negoziazione di Certificati Verdi (CV), che rappresentano una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In termini di risultati si evidenzia che nel corso del 2007 sono state organizzate quarantotto sessioni di mercato dei CV. Durante queste sessioni gli operatori hanno negoziato CV aventi come anno di riferimento il 2004, 2005, 2006 e 2007. Per poter adempiere l'obbligo relativo all'anno 2007, il cui termine è

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

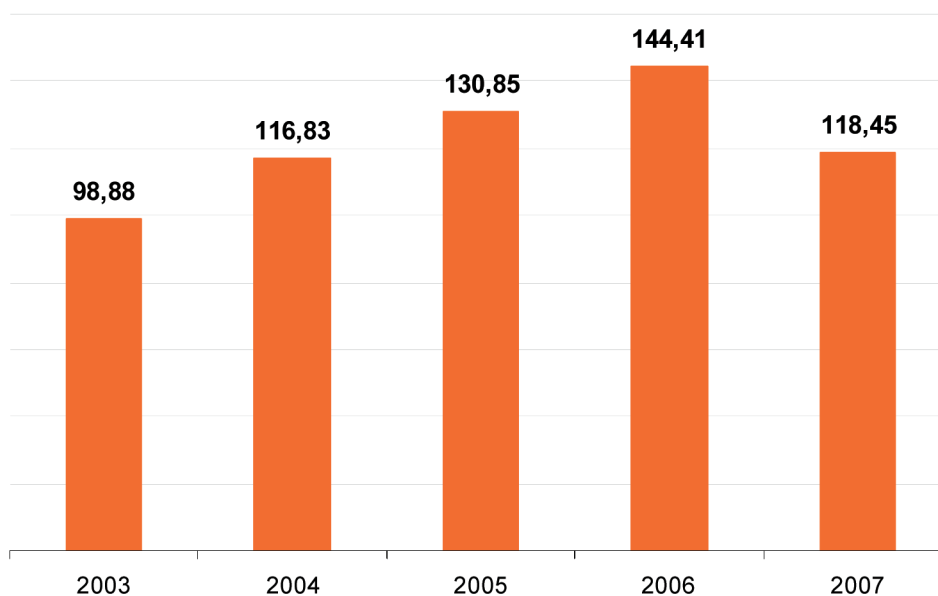
il 31 marzo 2008, i soggetti obbligati possono presentare al GSE i CV relativi al 2007 e ai due anni precedenti, 2005 e 2006. Il numero di certificati scambiati è stato pari a 8.202 con una netta prevalenza di quelli riferiti al 2006.

18 Il numero totale di CV scambiati sul mercato nel 2007

	2004	2005	2006	2007
Scambiati	9	168	7.539	486
CTV totale	€ 58.281,00	€ 1.189.110,00	€ 55.021.420,00	€ 2.878.320,00
Prezzo min	€ 118,73	€ 103,00	€ 117,50	€ 113,00
Prezzo max	€ 138,69	€ 147,00	€ 147,00	€ 123,50
Prezzo medio	€ 129,51	€ 141,56	€ 145,96	€ 118,45

I prezzi hanno fatto registrare una sensibile riduzione anche in conseguenza del fatto che, per la prima volta dall'avvio del meccanismo, si è verificato un eccesso di offerta di certificati da parte dei produttori "privati", rispetto alla domanda proveniente dai soggetti obbligati.

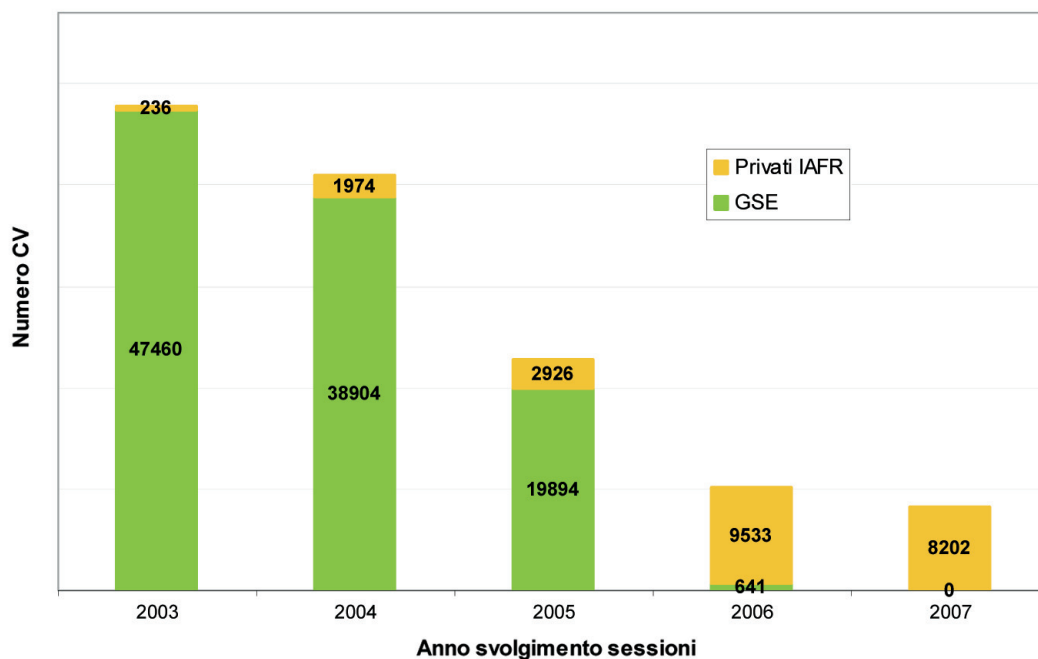
19 I prezzi medi ponderati (in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dati aggiornati al 31.12.2007)



Le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME presentano una prolungata tendenza al ribasso cui ha contribuito in larga misura la diminuzione graduale dei CV emessi dal GSE e offerti sul mercato per coprire la domanda residua che nel 2007, come già accennato, è risultata nulla. Il GSE quindi non ha venduto alcun CV e per la prima volta dalla partenza del mercato si è verificata una riduzione anche del numero di certificati ceduti da parte dei soggetti non istituzionali.

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

20 Volumi scambiati sul mercato CV (per anno di svolgimento delle sessioni)



In sostanza l'evoluzione recente delle negoziazioni dimostra come il mercato stia funzionando in maniera efficiente, visto che i prezzi sembrano rispondere prontamente all'andamento dei fondamentali, anche se rimane elevato il peso delle contrattazioni che avvengono al di fuori del mercato regolamentato. Con riferimento a queste ultime il GME, per venire incontro alle esigenze manifestate dagli operatori, nel corso del 2007 ha reso operativa una Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV). Attraverso questo nuovo strumento è possibile registrare e regolare contratti bilaterali aventi ad oggetto CV, rendendo quindi più agevole e sicura tale modalità di negoziazione, in quanto agli operatori vengono garantiti sia la regolazione dei pagamenti che il trasferimento della proprietà dei titoli sottostanti la transazione.

Al fine di contribuire al riequilibrio del sistema e limitare i fattori di incertezza che potrebbero scoraggiare nuovi investimenti da parte dei produttori la legge 24 dicembre 2007, n. 244, ha introdotto alcune sostanziali novità. Tra queste si evidenzia la riduzione della taglia dei CV da 50 a 1 MWh e all'aumento dallo 0,35% allo 0,75%, per il periodo 2007-2012, del tasso di crescita annuo della quota di energia rinnovabile che i soggetti obbligati devono immettere in rete. Nel primo caso l'obiettivo è di venire incontro ai produttori di piccole dimensioni rendendone più agevole l'accesso al mercato, mentre il secondo intervento mira a sostenere la domanda e quindi riassorbire l'eccesso di offerta che è emerso nell'ultimo anno.

Box 3 Mercato dei Certificati Verdi

Il corrispettivo per i servizi forniti dal GME nel 2007 per la contrattazione dei Certificati Verdi, per ciascun operatore, è stato pari a Euro 3,00 per ogni certificato della taglia di 50 MWh.

I principali indicatori che hanno caratterizzato la gestione del Mercato dei Certificati Verdi nell'anno 2007 sono di seguito indicati:

- numero di sessioni organizzate: 48

Volumi di certificati negoziati

	Anno di riferimento (*)			
	2004	2005	2006	2007
Volumi di certificati negoziati	9	168	7.539	486

(*) Per "Anno di riferimento" si intende l'anno in cui è stata prodotta l'energia elettrica sottostante il certificato. I certificati emessi in un determinato anno di riferimento possono essere negoziati e utilizzati per l'adempimento all'obbligo relativo all'esercizio di riferimento e nei successivi 2 anni.

Prezzo medio dei certificati scambiati

	Anno di riferimento			
	2004	2005	2006	2007
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Prezzo medio dei certificati scambiati	129,51	141,56	145,96	118,45

Quantità di energia sottostante i certificati negoziati

	2007		2006		Variazioni	
	Quantità in MWh	Controvalore in €	Quantità in MWh	Controvalore in €	Quantità in MWh	Controvalore in €
Quantità di energia sottostante i certificati	410.100	59.147.131	508.700	67.450.000	(98.600)	(8.302.869)

Operatori ammessi al Mercato dei Certificati Verdi al 31/12/2007

	2007	2006	Variazioni
Operatori del Mercato dei Certificati Verdi	254	178	76

Corrispettivi sul Mercato dei Certificati Verdi

	in Euro
Corrispettivi sul Mercato dei Certificati Verdi	49.212

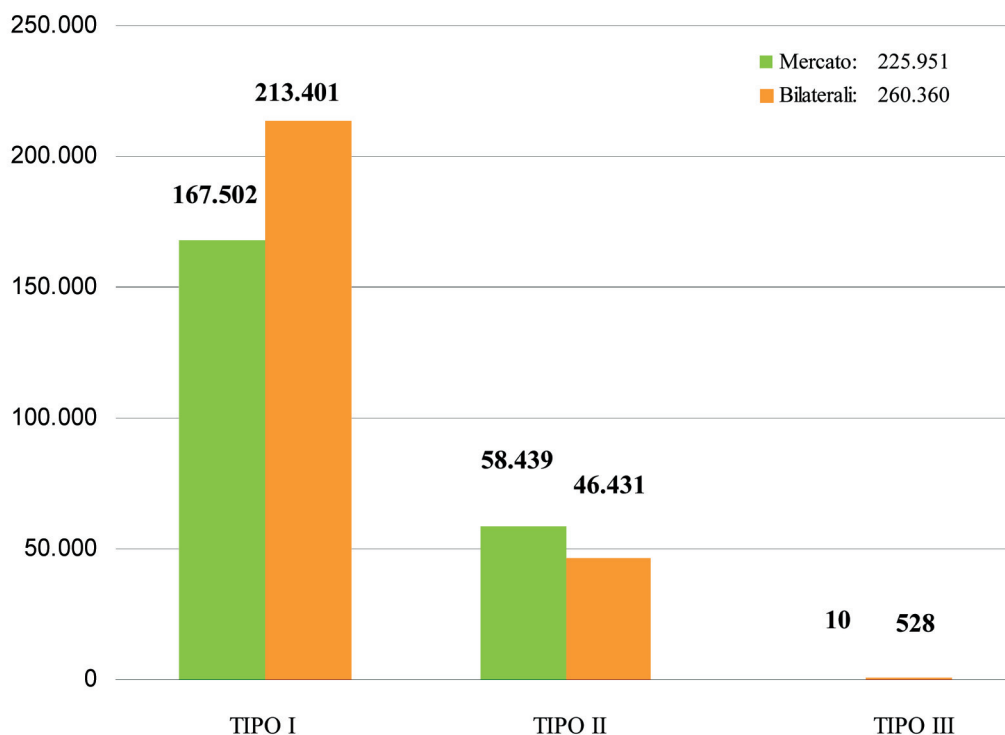
2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

Il sistema dei titoli di efficienza energetica (TEE), istituito con due Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 20 luglio 2004, si basa sull'imposizione dell'obbligo di adottare misure volte a contenere i consumi energetici, in capo ai distributori di energia elettrica e gas con almeno 100.000 clienti.

Nel corso del 2007, durante le quarantotto sessioni di mercato organizzate, sono stati scambiati 225.951 TEE; mentre quelli negoziati attraverso contratti bilaterali e comunicati dagli operatori al GME attraverso il Registro TEE, sono stati pari a 260.360.

21 I TEE scambiati sul Mercato GME e bilateralmente (2007)



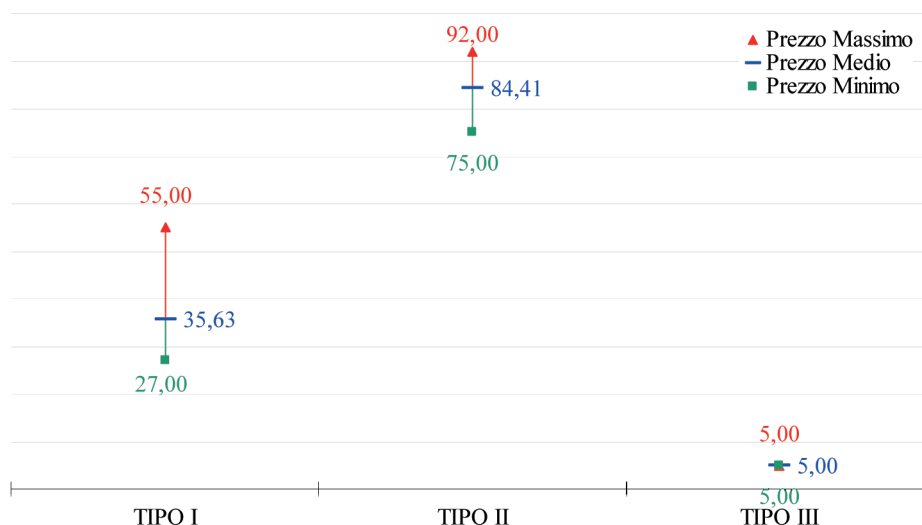
La liquidità del mercato regolamentato è notevolmente cresciuta, passando in un anno dal 15,8 al 46,5% delle transazioni complessive, quota che sale ad oltre il 70% al netto degli scambi intragrupo. I volumi di scambio hanno mostrato un notevole aumento su base tendenziale, determinato in primo luogo dall'incremento dell'obiettivo annuale di risparmio (passato tra il 2005 e il 2006 da 0,1 a 0,2 Mtep sia per i distributori di elettricità che per quelli di gas) e in secondo luogo dal fatto che in molti casi i soggetti obbligati hanno trovato più conveniente acquistare i titoli necessari per l'adempimento annuo, piuttosto che procurarseli realizzando direttamente progetti di risparmio energetico.

22 Gli scambi dei TEE (anno 2007)

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n. TEE)	167.502	58.439	10
Controvalore (€)	€ 5.968.764,15	€ 4.933.025,05	€ 50,00
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 27,00	€ 75,00	€ 5,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 55,00	€ 92,00	€ 5,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 35,63	€ 84,41	€ 5,00

I titoli di tipo I (relativi a risparmi di energia elettrica) hanno fatto segnare prezzi decisamente inferiori rispetto a quelli di tipo II in virtù del maggiore eccesso di offerta (rispetto agli obiettivi di risparmio) che si è verificato; dei 702.626 nuovi titoli emessi nel 2007, ben 562.110 sono stati del tipo I, 120.665 del tipo II e solo 19.851 del tipo III. In tal modo i risparmi certificati negli usi di energia elettrica sono risultati di gran lunga superiori (45% circa) rispetto all'obbligo annuale assegnato e pari a quasi il triplo del quantitativo minimo di titoli di tipo I richiesto per il 2007 (il 50% dell'obiettivo in capo ai distributori elettrici).

23 I prezzi dei TEE (in €/tep) registrati sul Mercato GME (2007)



Sebbene il mercato stia funzionando in maniera soddisfacente, avendo generato risparmi superiori agli obiettivi fissati, con il Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007 sono state introdotte alcune misure, volte a correggere i fattori di squilibrio tra domanda e offerta emersi nei primi due anni di funzionamento e ad eliminare alcuni fattori di incertezza che potevano influire negativamente sulle decisioni di investimento degli operatori.

Tra le novità introdotte si evidenziano:

- rialzo di obiettivi di risparmio per il 2008 e il 2009 e stabiliti quelli relativi al triennio 2010-2012;
- bancabilità dei TEE emessi fino al 2009, che potranno essere così utilizzati anche nel triennio successivo;
- incremento del numero degli operatori soggetti all'obbligo attraverso la diminuzione della soglia di individuazione dei distributori, che passa da 100.000 utenti connessi a 50.000.

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Box 4 Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

La struttura dei corrispettivi applicati dal GME nel 2007 per il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica è stata la seguente:

- corrispettivo annuo pari a 300 Euro;
- corrispettivo variabile pari a 0,2 Euro per ciascun titolo scambiato.

I principali indicatori che hanno caratterizzato la gestione del presente mercato sono di seguito indicati:

- numero di sessioni organizzate: 48

Volumi di certificati negoziati sul Mercato dei TEE

	Tipo I (*)	Tipo II (**)	Tipo III (***)
Volumi di certificati negoziati	167.502	58.439	10

Legenda:

(*) Tipo I: TEE attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;

(**) Tipo II: TEE attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;

(***) Tipo III: TEE attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi diversi dai precedenti (Tipo I, Tipo II).

Prezzo medio dei certificati negoziati sul Mercato dei TEE

	Tipo I €/tep	Tipo II €/tep	Tipo III €/tep
Prezzo medio dei certificati negoziati sul Mercato dei TEE	35,63	84,41	5,00

Controvalore economico delle transazioni sul Mercato dei TEE

	in Euro
Controvalore economico delle transazioni sul Mercato dei TEE	10.901.839

Volumi di certificati negoziati bilateralmente attraverso il Registro dei TEE

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi di certificati negoziati bilateralmente attraverso il Registro dei TEE	213.401	46.431	528

Operatori iscritti al Mercato dei TEE al 31/12/2007

	2007
Distributori	32
Esco	114
Grossisti	7
Totale	153

Operatori iscritti al Registro dei TEE al 31/12/2007

	2007
Distributori	39
Esco	141
Grossisti	7
Totale	187

Corrispettivi sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

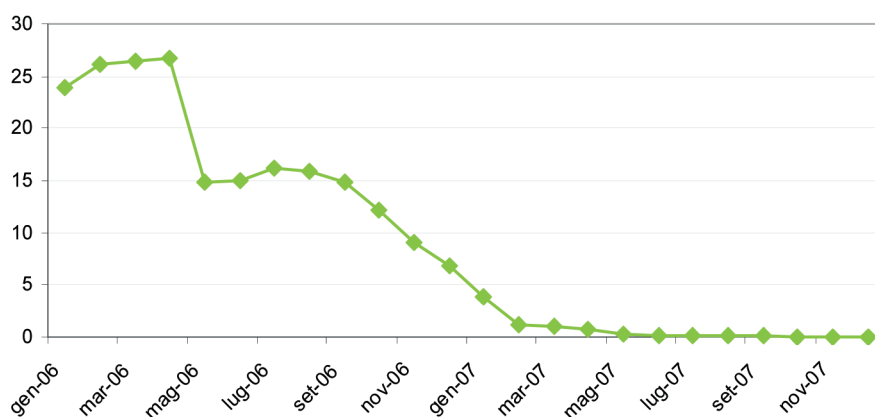
	in Euro
Corrispettivi sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica	194.525
Corrispettivo fisso annuo Titoli di Efficienza Energetica	34.199
Totale	228.724

Il Mercato delle Unità di Emissione

Lo scorso 2 aprile 2007 è stato avviato il Mercato delle Unità di Emissione, predisposto dal GME nell'ambito dell'Emission Trading Scheme (ETS), il quale offre un sistema di tariffe altamente competitivo non essendo previsti costi fissi, mentre i corrispettivi unitari di negoziazione ammontano a € 0,0025.

A Dicembre 2007 il numero di operatori iscritti era pari a 35, mentre il volume di scambi dalla partenza del mercato è stato di 74.000 unità (EUA 2005-2007). Tale modesto risultato è dovuto in gran parte al fatto che il mercato italiano, anche a causa dei problemi di funzionamento del registro nazionale delle unità di emissione e delle difficoltà incontrate dall'Italia per ottenere l'approvazione del piano di assegnazione nazionale, è partito in forte ritardo rispetto a quelli degli altri principali paesi europei.

A ciò si aggiunga il fatto che il valore dei titoli, dopo aver raggiunto un massimo oltre i 30€/t, fin dal maggio 2006 ha subito una consistente riduzione fino a crollare a meno di 1€/t all'inizio del 2007.

24 Prezzi medi mensili (in €/tCO2) delle EUA (2005-2007) nel 2006 e 2007

Fonte: Powernext

2. STRUTTURA DELLA BORSA ELETTRICA ITALIANA

Box 5 Mercato delle Unità di Emissione

Il corrispettivo variabile applicato dal GME nel 2007 per il Mercato delle Unità di Emissione è stato pari a 0,0025 Euro per ogni unità di emissione negoziata (pari ad 1 t/CO₂).

I principali indicatori che hanno caratterizzato la gestione del presente mercato sono di seguito indicati:

numero di sessioni organizzate: 184.

Operatori ammessi al Mercato delle Unità di Emissione al 31/12/2007

	2007	2006	Variazioni
Operatori del Mercato delle Unità di Emissione	31	0	31

Corrispettivi sul Mercato delle Unità di Emissione

	in Euro
Corrispettivi sul Mercato delle Unità di Emissione	370

Volumi di unità negoziati

	Volumi (tCO ₂) 2007	Volumi (tCO ₂) 2006	Variazioni
Volumi di unità negoziati	74.000	0	74.000

PRINCIPALI ATTIVITÀ PER IL 2008

Le principali attività che il GME intende svolgere nel corso dell'anno 2008 sono le seguenti.

Mercato Elettrico

Nel corso del 2008, il GME avrà la responsabilità di:

1) gestire i mercati dell'energia. In particolare sarà responsabile della gestione h 24 delle sessioni di mercato, della liquidazione e fatturazione delle partite economiche dei mercati dell'energia (MGP e MA) e della relativa regolazione dei pagamenti, della gestione del sistema di garanzia del mercato stesso e della procedura di ammissione di nuovi operatori;

2) gestire il Mercato per il Servizio di Dispacciamento;

3) gestire la PCE, ovvero la registrazione degli acquisti e vendite a termine, la registrazione dei relativi programmi di immissione/prelievo, il sistema di garanzia, la liquidazione, fatturazione e regolazione dei pagamenti dei corrispettivi per la capacità di trasporto (CCT), le procedure di ammissione degli operatori alla PCE.

Le principali attività che il GME intende svolgere nel corso del 2008 riguardano:

- l'avvio delle negoziazioni dei contratti a termine con obbligo di consegna/ritiro dell'energia;
- lo sviluppo di un mercato intraday dell'energia e l'implementazione del cosiddetto market coupling.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei Certificati Verdi

Il GME continuerà a svolgere tutte le attività relative alla sede di contrattazione del Mercato dei Certificati Verdi. Si procederà pertanto all'ammissione di nuovi operatori sul mercato e alla organizzazione e gestione delle sessioni di negoziazione del mercato organizzato.

In esito alla consultazione svolta presso gli operatori tra novembre e dicembre 2007, è stata inviata al MSE una proposta di modifica del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico, relativamente ai Certificati Verdi, con la quale si identifica nel GME la controparte centrale di tutte le negoziazioni. Pertanto, successivamente all'approvazione di tale modifica da parte del MSE, tutte le sessioni di contrattazione verranno organizzate secondo il nuovo modello di mercato.

Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE)

Il GME continuerà a svolgere tutte le attività relative alla sede di contrattazione del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica. Si procederà pertanto all'ammissione di nuovi operatori sul mercato e alla organizzazione e gestione delle sessioni di negoziazione del mercato organizzato. Il GME svolgerà, inoltre, un'attività di monitoraggio sulle transazioni concluse, inviando un rapporto semestrale al Ministero per lo Sviluppo Economico, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, alle Regioni e all'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

A partire dal 1° aprile 2008, come previsto dalla Delibera AEEG n. 345/07, il Registro dei TEE dovrà prevedere l'indicazione obbligatoria del prezzo per la registrazione delle transazioni bilaterali da parte degli operatori attraverso il Registro dei TEE.

Mercato delle Unità di Emissione

Il GME continuerà a svolgere tutte le attività relative alla sede di contrattazione del Mercato delle Unità di Emissione. Si procederà pertanto all'ammissione di nuovi operatori sul mercato e alla organizzazione e gestione delle sessioni di negoziazione del mercato organizzato.

E' prevista la modifica del Regolamento del mercato per identificare nel GME la controparte centrale di tutte le negoziazioni.



3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Lettera agli azionisti

Signori Azionisti,

nell'esercizio 2007, terzo anno di piena operatività della borsa elettrica, il Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. ha conseguito risultati ancora migliori che negli anni precedenti.

In particolare, i ricavi complessivi sono aumentati dell'11,74 per cento ed il risultato operativo è stato pari al 43,93 per cento dei ricavi da attività caratteristica.

Nel corso dell'anno, nel Mercato del Giorno Prima è stata negoziata energia elettrica per 221,3 TWh, del valore di 17,5 miliardi di Euro. La liquidità del mercato è ulteriormente cresciuta di 7,6 punti percentuali, attestandosi in media al 67,1 per cento.

Il 2007 è stato altresì un anno ricco di iniziative, con l'avvio di nuove piattaforme che hanno permesso di sviluppare la struttura dei mercati gestiti dal GME, sia per la negoziazione dell'energia elettrica, sia per la contrattazione dei certificati ambientali.

Il 1° aprile 2007, infatti, è divenuta operativa la Piattaforma Conti Energia (PCE), introdotta dalla Delibera n. 111/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Il nuovo sistema di registrazione costituito con la PCE permette agli operatori di ridefinire entro un certo periodo le proprie obbligazioni a termine per gestire in maniera più efficiente i propri portafogli energia. L'iniziativa ha riscosso il favore degli operatori: dall'avvio della piattaforma nell'aprile del 2007 vi sono stati registrati 96,7 TWh di energia con consegna/ritiro entro il 2007.

Ad aprile 2007 ha anche iniziato a operare il Mercato delle Unità di Emissione, mercato volontario per lo scambio dei diritti di emissione di gas a effetto serra, che si inserisce nell'ambito dell'European Emission Trading System previsto dalla Direttiva Comunitaria 2003/87/CE.

Con questo mercato si mira a offrire agli operatori, sia italiani che stranieri, la possibilità di gestire con flessibilità le loro strategie di riduzione delle emissioni di CO₂, avvalendosi di un sistema operativo di scambio di facile utilizzo per tutti.

Sempre nel 2007, nell'intento di soddisfare le necessità espresse dagli operatori del Mercato dei Certificati Verdi, il GME ha reso operativa la Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV), una piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto i certificati verdi.

La PBCV ha semplificato e reso più sicura la compravendita su base bilaterale di questi titoli, perchè garantisce la regolazione dei pagamenti ed il trasferimento di proprietà dei titoli stessi.

Nel proseguire negli impegni in atto per completare il sistema dei mercati elettrici e per consolidare quelli ambientali, il GME continuerà nell'anno in corso a porsi quale punto di riferimento per il settore elettrico nazionale ed europeo. A tal fine, moltiplicherà i suoi sforzi per sviluppare l'assetto dei mercati elettrici, assecondarne l'integrazione nel quadro europeo e sostenere il raggiungimento degli obiettivi in ambito comunitario di miglioramento dell'efficienza energetica, di potenziamento del ricorso alle fonti rinnovabili e di riduzione delle emissioni di CO₂.

Presidente
Salvatore Zecchini



Amministratore Delegato
Sergio Agosta

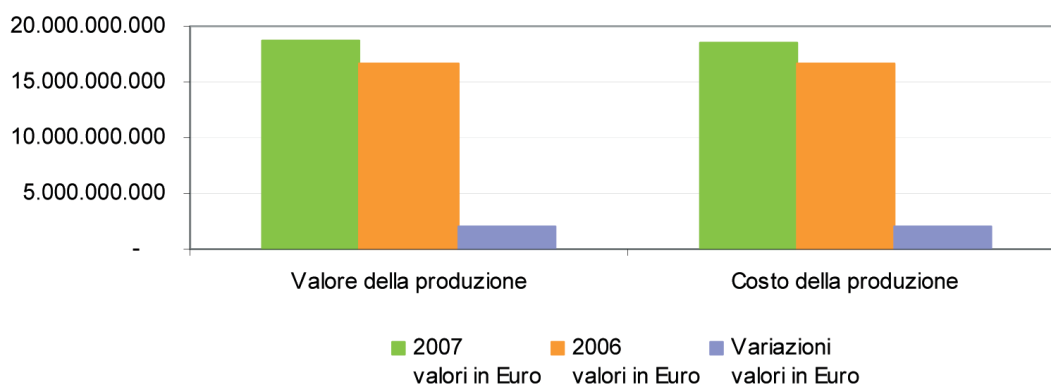


3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

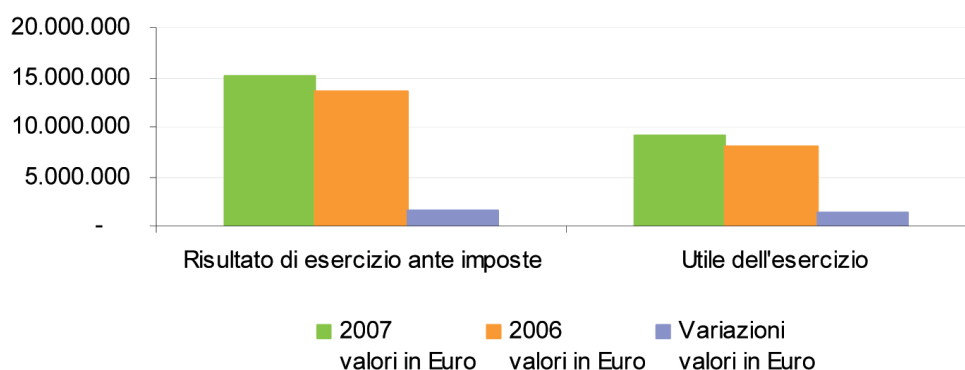
Box 6 Indicatori economici di sintesi

I principali indicatori economici che hanno caratterizzato la gestione del 2007 sono di seguito rappresentati e messi a confronto con gli indicatori economici che hanno caratterizzato la gestione del 2006.

In Euro	2007	2006	variazioni	variazioni in %
Valore della produzione	18.617.143.145	16.660.388.847	1.956.754.298	11,74
Costo della produzione	18.604.520.090	16.647.819.447	1.956.700.643	11,75



In Euro	2007	2006	variazioni	variazioni in %
Risultato di esercizio ante imposte	15.141.265	13.644.136	1.497.129	10,97
Utile dell'esercizio	9.211.389	7.944.136	1.267.253	15,95



SINTESI DELLA STRUTTURA PATRIMONIALE

Euro mila	Al 31 Dicembre 2007	Al 31 Dicembre 2006	Variazioni
IMMOBILIZZAZIONI NETTE			
- immobilizzazioni immateriali	2.033	2.497	(465)
- immobilizzazioni materiali	1.573	1.779	(206)
- immobilizzazioni finanziarie	273	242	31
Totale	3.879	4.518	(640)
CAPITALE CIRCOLANTE NETTO			
- crediti verso clienti	4.008.236	2.892.446	1.115.790
- crediti verso controllante	1.027	845	182
- crediti per imposte anticipate	51	-	51
- attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	22.034	-	22.034
- altre attività	683	1.072	(389)
- debiti verso fornitori	(3.335.166)	(2.281.228)	(1.053.938)
- debiti verso controllante	(687.908)	(626.990)	(60.918)
- debiti tributari	(306)	(4.379)	4.073
- debiti verso istituti previdenziali	(363)	(237)	(126)
- altre passività	(41.003)	(5.078)	(35.925)
- depositi indisponibili da operatori dei mercati	39.296	1.537	37.759
Totale	6.582	(22.013)	28.595
CAPITALE INVESTITO LORDO	10.460	(17.495)	27.955
TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO E FONDI PER RISCHI ED ONERI	(1.113)	(1.090)	(23)
CAPITALE INVESTITO NETTO	9.347	(18.584)	27.932
COPERTURA			
PATRIMONIO NETTO	30.385	26.834	3.551
- Capitale sociale	7.500	7.500	-
- Riserva Legale	1.277	879	398
- Altre Riserve	12.397	10.511	1.886
- Utile (Perdita) dell'esercizio	9.211	7.944	1.267
DISPONIBILITA' FINANZIARIE NETTE			
- depositi bancari	(60.334)	(46.954)	(13.380)
- di cui depositi indisponibili da operatori dei mercati	39.296	1.537	37.759
- disponibilità liquide	(1)	(1)	0
Totale disponibilità finanziarie	(21.038)	(45.418)	24.380
Totale	9.347	(18.584)	27.931

Dallo **Stato Patrimoniale Riclassificato** dell'esercizio 2007 comparato con l'esercizio 2006 si può osservare che:

1. il totale delle immobilizzazioni nette (Euro/mila 3.879 al 31 dicembre 2007) presenta un decremento di Euro/mila 640, dovuto all'effetto combinato dell'incremento di nuovi investimenti effettuati nell'anno e al progredire del processo di ammortamento;
2. la variazione positiva del capitale circolante netto, rispetto all'esercizio precedente, risulta pari a Euro/mila 28.595 ed è dovuta ad un rilevante investimento in attività finanziarie e al decremento dei debiti tributari al netto degli acconti versati;
3. il capitale investito netto risulta pari a Euro/mila 9.347;
4. relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio e risulta pari a Euro/mila 30.385, mentre le disponibilità finanziarie nette alla fine dell'esercizio risultano pari a Euro/mila 21.038.

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Euro mila	Al 31 Dicembre 2007	Al 31 Dicembre 2006	Variazioni
Ricavi			
- Ricavi per vendita energia sul mercato elettrico e sulla piattaforma dei conti energia a termine	18.588.260	16.632.617	1.955.644
- Ricavi per corrispettivi da mercati	28.737	27.181	1.556
- Altri ricavi e proventi	145	591	(446)
Totale Ricavi	18.617.143	16.660.389	1.956.754
Costi			
- Costi per acquisto energia sul mercato elettrico e sulla piattaforma dei conti energia a termine	18.588.260	16.632.617	1.955.643
- Costo del lavoro	6.769	5.991	778
- Prestazioni di servizi:	5.904	5.791	113
* servizi da Controllante	1.553	1.684	(132)
* servizi da Terna S.p.A.	253	246	7
* emolumenti amministratori e sindaci	731	793	(62)
* prestazioni professionali, consulenze tecniche, legali e notarili, revisione contabile e compenso all'organismo di vigilanza	487	245	242
* servizi per l'immagine e la comunicazione	246	239	7
* servizi per attività informatiche e manutenzioni	2.071	1.886	185
* altri	565	698	(133)
- Godimento beni di terzi	897	894	3
- Altre risorse esterne	481	542	(61)
Totale Costi	18.602.311	16.645.835	1.956.476
Margine operativo lordo	14.833	14.554	279
- Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	(1.525)	(1.386)	139
- Ammortamenti immobilizzazioni materiali	(685)	(599)	86
Risultato operativo	12.623	12.569	54
- Proventi (Oneri) finanziari netti	2.698	1.517	1.181
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	15.321	14.087	1.234
- Proventi (Oneri) straordinari netti	(180)	(443)	263
Risultato ante imposte	15.141	13.644	1.498
- Imposte sul reddito dell'esercizio	(5.930)	(5.700)	(230)
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO	9.211	7.944	1.268

Dal **Conto Economico Riclassificato** dell'esercizio 2007 comparato con l'esercizio 2006 si può osservare principalmente che:

1. i ricavi per vendita di energia sul Mercato Elettrico e sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine, nel complesso compensati dai corrispondenti costi di acquisto, risultano pari a complessivi Euro/mila 18.588.260 e registrano un incremento rispetto all'esercizio 2006 pari a Euro/mila 1.955.644. Tale incremento è dovuto essenzialmente all'avvio e alla piena operatività della Piattaforma dei Conti Energia a Termine, avvenuta nel corso del 2007;
2. i ricavi per corrispettivi dai mercati gestiti (Mercato Elettrico, PCE e Mercati ambientali) ammontano ad Euro/mila 28.737 e registrano un incremento, rispetto al 2006, pari a Euro/mila 1.556;
3. il costo del lavoro, pari a Euro/mila 6.769, fa rilevare un incremento, pari a Euro/mila 778, rispetto

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

- al precedente esercizio dovuto alla politica retributiva adottata dalla Società nel 2007;
4. gli altri costi di esercizio (prestazioni di servizi, godimento beni di terzi, ecc.) confermano in linea generale i medesimi valori rilevati nel precedente esercizio;
 5. il margine operativo lordo, pari a Euro/mila 14.833, ed il risultato operativo, pari a Euro/mila 12.623, rispecchiano sostanzialmente gli stessi andamenti del 2006;
 6. il saldo della gestione finanziaria, pari a Euro/mila 2.698, registra un incremento rispetto all'esercizio 2006, pari a Euro/mila 1.181, per effetto dell'incremento sia delle giacenze conseguenti ai maggiori volumi intermediati sia dei maggiori tassi di remunerazione;
 7. il risultato dell'esercizio al netto delle imposte risulta pari a Euro/mila 9.211, con un incremento di circa il 16% rispetto al corrispondente risultato del 2006.

SINTESI DELLA GESTIONE FINANZIARIA

Euro mila	Al 31 Dicembre 2007	Al 31 Dicembre 2006
A Disponibilità finanziarie nette iniziali	45.418	21.753
B Flussi monetari da (per) attività di esercizio		
Utile (Perdita) dell'esercizio	9.211	7.944
Ammortamento	2.210	1.985
Variazione fondi:		
- Fondo trattamento di fine rapporto ed altri	23	229
Autofinanziamento	11.444	10.158
Variazione del capitale circolante netto		
- (Incremento)/decremento dei crediti e altre attività finanziarie e non	(1.137.876)	(267.518)
- Rapporto credito/debito netto verso controllante	60.736	41.419
- Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori ed altri	1.049.991	247.031
- (Incremento)/decremento delle altre voci	(1.445)	736
Totale	(28.595)	21.669
Totale B - Cash flow operativo	(17.150)	31.827
C Flussi monetari da (per) attività d'investimento		
- Immobilizzazioni materiali	(478)	(560)
- Immobilizzazioni immateriali, finanziarie ecc.	(1.092)	(1.403)
Totale C	(1.570)	(1.963)
Totale B + C	(18.720)	29.864
D Flusso monetario della gestione finanziaria		
Dividendo 2006 corrisposto all' Azionista Unico	(5.660)	(6.199)
Totale D	(5.660)	(6.199)
E Flusso monetario dell'esercizio	(24.380)	23.665
Disponibilità finanziarie nette finali	21.038	45.418

Dal **Rendiconto Finanziario** dell'esercizio 2007, rappresentativo della movimentazione delle fonti e degli impieghi di liquidità, si può osservare, a fronte di un autofinanziamento di Euro/mila 11.444, come l'assorbimento dei flussi finanziari sia determinato prevalentemente dalla variazione del capitale circolante netto (Euro/mila 28.595), dall'attività d'investimento (Euro/mila 1.570), nonché dall'erogazione del dividendo 2006 al Socio Unico, pari a Euro/mila 5.660.

La disponibilità finanziaria effettiva al 31 dicembre 2007 risulta pari a Euro/mila 21.038 e rappresenta il saldo netto tra i depositi bancari e le somme indisponibili depositate dagli operatori dei mercati.

**Bilancio di esercizio
AL 31 DICEMBRE 2007**

STATO PATRIMONIALE (ATTIVO)

ATTIVO	PARZIALI		TOTALI	PARZIALI		TOTALI	VARIAZIONI
	31.12.2007		Euro	31.12.2006		Euro	Euro
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI							
B) IMMOBILIZZAZIONI							
<i>I. Immateriali</i>							
1) Costi d'impianto e d'ampliamento				3.144			(3.144)
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno		1.766.389		2.183.897			(417.507)
4) Concessioni, licenze marchi e diritti simili		18.681		37.377			(18.695)
6) Immobilizzazioni in corso e acconti				240.000			(240.000)
7) Altre		247.602		32.590			215.012
			2.032.673		2.497.007		(464.334)
<i>II. Materiali</i>							
2) Impianti e macchinario		198		305			(108)
4) Altri beni		1.472.369		1.778.942			(306.572)
5) Immobilizzazioni in corso e acconti		100.000					100.000
			1.572.567		1.779.247		(206.680)
<i>III. Finanziarie</i>							
2) Crediti:							
d) verso altri	23.134	272.743		20.900	241.647		31.096
			272.743		241.647		31.096
Totale Immobilizzazioni			3.877.983		4.517.901		(639.918)
C) ATTIVO CIRCOLANTE							
<i>II. Crediti</i>							
1) Verso clienti		4.008.236.330		2.892.445.959			1.115.790.371
4) Verso controllanti		1.027.104		844.862			182.242
4-ter) Imposte anticipate	34.658	51.307					51.307
5) Verso altri		464.951		678.207			(213.256)
			4.009.779.692		2.893.969.028		1.115.810.664
<i>III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni</i>							
6) Altri titoli		22.034.252					22.034.252
			22.034.252				22.034.252
<i>IV. Disponibilità liquide</i>							
1) Depositi bancari e postali		60.333.791		46.953.811			13.379.979
3) Danaro e valori in cassa		972		1.258			(286)
			60.334.763		46.955.070		13.379.693
Totale attivo circolante			4.092.148.706		2.940.924.098		1.151.224.609
D) RATEI E RISCONTI							
Ratei attivi		21.389					21.389
Risconti attivi		197.047		394.910			(197.863)
Totale ratei e risconti			218.436		394.910		(176.474)
TOTALE ATTIVO			4.096.245.125		2.945.836.909		1.150.408.216

STATO PATRIMONIALE (PATRIMONIO NETTO E PASSIVO)

	PARZIALI	TOTALI	PARZIALI	TOTALI	VARIAZIONI
	31.12.2007		31.12.2006		
	Euro		Euro		Euro
A) PATRIMONIO NETTO					
I. Capitale	7.500.000		7.500.000		
IV. Riserva legale	1.276.689		879.483		397.207
VII. Altre riserve:					
- Riserva disponibile	12.397.494		10.510.761		1.886.733
IX. Utile (Perdita) dell'esercizio	9.211.389		7.944.136		1.267.252
Totale Patrimonio Netto		30.385.572		26.834.380	3.551.192
B) FONDI PER RISCHI ED ONERI		140.657		137.106	3.551
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	140.657		137.106		3.551
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		972.519		952.872	19.647
D) DEBITI					
7) Debiti verso fornitori	3.335.166.058		2.281.228.102		1.053.937.956
11) Debiti verso controllanti	687.908.351		626.990.144		60.918.207
12) Debiti tributari	306.058		4.379.203		(4.073.145)
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	362.973		237.289		125.685
14) Altri debiti	40.238.700		4.433.646		35.805.054
Totale debiti		4.063.982.139		2.917.268.383	1.146.713.756
E) RATEI E RISCOINTI					
Ratei passivi	3.611		2.907		703
Risconti passivi	760.627		641.260		119.367
Totale ratei e risconti		764.238		644.168	120.070
Totale passivo		4.065.859.553		2.919.002.529	1.146.857.025
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		4.096.245.125		2.945.836.909	1.150.408.216
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute	1.404.003.393		1.053.360.576		350.642.816
Totale conti d'ordine		1.404.003.393		1.053.360.576	350.642.816

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

	PARZIALI	TOTALI	PARZIALI	TOTALI	VARIAZIONI
	31.12.2007 Euro		31.12.2006 Euro		Euro
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	18.616.997.963		16.659.797.832		1.957.200.131
5) Altri ricavi e proventi	145.182		591.015		(445.833)
Totale valore della produzione	18.617.143.145		16.660.388.847		1.956.754.298
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	18.588.283.097		16.632.641.607		1.955.641.490
7) Per servizi	5.904.020		5.791.871		112.149
8) Per godimento di beni di terzi	896.916		894.476		2.440
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	4.885.751		4.337.135		548.616
b) Oneri sociali	1.376.847		1.183.529		193.318
c) Trattamento di fine rapporto	351.728		320.894		30.834
d) Trattamento di quiescenza e simili	4.607				4.607
e) Altri costi	150.526		149.635		891
		6.769.459		5.991.194	778.265
10) Ammortamenti e svalutazioni:					
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	1.524.907		1.385.597		139.310
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	684.690		599.149		85.541
		2.209.597		1.984.746	224.851
14) Oneri diversi di gestione	456.999		515.553		(58.554)
Totale costi della produzione	18.604.520.090		16.647.819.447		1.956.700.643
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	12.623.055		12.569.399		53.656
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni					
- altri	6.422		5.203		1.219
		6.422		5.203	1.219
c) da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni					
- altri	21.389				21.389
		21.389			21.389
d) proventi diversi dai precedenti:					
- altri	2.677.684		1.512.288		1.165.396
		2.677.684		1.512.288	1.165.396
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	(7.419)		(50)		(7.369)
		(7.419)		(50)	(7.369)
Totale Proventi e oneri finanziari	2.698.076		1.517.441		1.180.635
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
Totale rettifiche di valore di attività finanziarie					
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- varie	61.704		82.292		(20.588)
		61.704		82.292	(20.588)
21) Oneri:					
- varie	(241.571)		(524.996)		283.425
		(241.571)		(524.996)	283.425
Totale delle partite straordinarie	(179.866)		(442.704)		262.838
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)	15.141.265		13.644.136		1.497.129
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(5.929.876)		(5.700.000)		(229.876)
23) Utile (Perdita) dell'esercizio	9.211.389		7.944.136		1.267.253

**Nota integrativa
AL BILANCIO DI ESERCIZIO 2007**

STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

Immobilizzazioni – Euro 3.877.983

Immobilizzazioni immateriali – Euro 2.032.673

Il dettaglio della voce con le variazioni intercorse nel periodo è esposto nella seguente tabella:

Euro mila	Costi di impianto e di ampliamento	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
Situazione al 31.12.2006						
Costo originario	15,7	11.746,9	66,5	240,0	36,1	12.105,2
Ammortamenti	(12,5)	(9.563,0)	(29,1)		(3,5)	(9.608,2)
Situazione al 31.12.2006	3,2	2.183,9	37,4	240,0	32,6	2.497,0
Movimenti esercizio 2007:						
Incrementi		873,3	1,2		186,0	1.060,6
Passaggi in esercizio		190,0		(240,0)	50,0	0,0
Ammortamenti	(3,1)	(1.480,8)	(19,9)		(21,0)	(1.524,9)
Saldo movimenti dell'esercizio 2007	(3,1)	(417,5)	(18,7)	(240,0)	215,0	(464,3)
Situazione al 31.12.2007						
Costo originario	15,7	12.810,3	67,7	0,0	272,1	13.165,8
Ammortamenti	(15,7)	(11.043,8)	(49,1)		(24,5)	(11.133,1)
Situazione al 31.12.2007	0,0	1.766,4	18,7	0,0	247,6	2.032,7

I costi di impianto e di ampliamento, riguardanti la capitalizzazione dei costi sostenuti per lo start-up della Società e per gli aumenti del capitale sociale, presentano un saldo nullo in quanto completamente ammortizzati nell'esercizio 2007.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno sono pari ad Euro 1.766.389. Essi rilevano:

- gli incrementi dell'anno, pari ad Euro 1.063.305, sono relativi a:
 - upgrade del software applicativo dedicato alla gestione del Mercato Elettrico, ivi compreso l'aggiornamento del sistema contabile "Me Settlement" (Euro 381.099);
 - ampliamento delle funzionalità del software di gestione dei contratti bilaterali "CeMarket" (Euro 275.000);
 - ampliamento del sistema contabile aziendale SAP (Euro 25.920);
 - software applicativo dedicato alla gestione della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (Euro 232.150);
 - altre licenze software gestionali (Euro 149.136);
- i decrementi degli investimenti effettuati nell'anno e negli anni precedenti per effetto dell'ammortamento accumulato (Euro 11.043.832).

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili sono pari ad Euro 18.681 e rilevano:

- i “marchi”, pari a Euro 6.039, sono relativi alle spese nette sostenute dalla Società per la realizzazione del logo aziendale. Nel presente esercizio è stata effettuata la registrazione del Marchio Comunitario PUN Index GME.

Le spese classificate in questa voce vengono ammortizzate in un periodo di dieci anni;

- i “diritti simili”, pari a Euro 12.642, sono relativi a “licenze d’uso” di software a tempo determinato, ammortizzate in base al periodo di utilità delle stesse.

Le altre sono pari a Euro 247.602. Esse rilevano:

- il valore netto delle spese sostenute per “migliorie su beni di terzi” ovvero per migliorie apportate, nel 2005, ad una porzione dei locali della sede della Società Controllante per l’allocazione del Disaster Recovery, sita in Viale Pilsudski, data in locazione al GME sulla base di specifico contratto. Tale valore risulta pari a Euro 29.582;
- il valore netto delle spese sostenute per “migliorie su beni di terzi” ovvero per migliorie apportate, nel 2007, agli spazi immobiliari adibiti alla Sala Mercato del GME, sita in Via Palmiano, n. 101. Tali spazi immobiliari sono dati in locazione al GME dalla Società Terna S.p.A. sulla base di specifico contratto. Tale valore risulta pari a Euro 218.020;
- l’ammortamento è stato calcolato, ai sensi dell’OIC n. 24, nel più breve periodo tra quello in cui le migliorie sono utilizzate e quello di durata residua della locazione (comprensivo del periodo di tacito rinnovo).

Immobilizzazioni materiali – Euro 1.572.567

La movimentazione della voce nel corso dell’esercizio è di seguito evidenziata:

Euro mila	Impianti e macchinario	Altri beni	Immobilizzazioni in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2006				
Costo originario	0,5	3.253,9		3.254,4
Fondo ammortamento	(0,2)	(1.475,0)		(1.475,2)
Saldo al 31.12.2006	0,3	1.778,9		1.779,3
Movimenti dell'esercizio 2007				
Acquisizioni		378,0	100,0	478,0
Passaggi in esercizio				
Ammortamenti	(0,1)	(684,6)		(684,7)
Saldo movimenti dell'esercizio 2007	(0,1)	(306,6)	100,0	(206,7)
Situazione al 31.12.2007				
Costo originario	0,5	3.631,9	100,0	3.732,4
Fondo ammortamento	(0,3)	(2.159,5)		(2.159,9)
Saldo al 31.12.2007	0,2	1.472,4	100,0	1.572,6

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

La voce *Altri beni* è pari ad Euro 1.472.369. Essa rileva:

- gli incrementi dell'anno, pari ad Euro 378.009, per l'acquisizione di:
 - hardware per la Piattaforma dei Conti Energia a Termine (Euro 70.650);
 - hardware per il potenziamento del sistema informatico del Mercato Elettrico (Euro 187.037);
 - hardware per il potenziamento delle Server Farms del GME (Euro 56.800);
 - mobili e arredi per la Sala Mercato (Euro 52.431);
 - e altro hardware (Euro 11.091);
- i decrementi sono relativi alle quote di ammortamento degli investimenti effettuati nell'anno e di quelle accumulate negli esercizi precedenti (Euro 2.159.549).

La voce *Immobilizzazioni in corso ed acconti*, pari ad Euro 100.000, accoglie un acconto di fornitura per l'acquisizione di materiale hardware finalizzato al potenziamento del sistema informatico del Mercato Elettrico. Alla data di chiusura dell'esercizio 2007 non risulta ancora acquisita la piena titolarità del diritto.

Immobilizzazioni finanziarie – Euro 272.743

La voce è costituita da:

- "prestiti a dipendenti", pari a Euro 239.821, registrati al valore nominale residuo, erogati per l'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari, come previsto dai contratti di categoria;
- credito nei confronti dell'INPS per le quote versate al Fondo Tesoreria INPS, pari a Euro 32.922. Il Fondo Tesoreria INPS è sorto in seguito all'entrata in vigore dell'art. 1, comma 755, della Legge 27 dicembre 2006, n. 296 che ha istituito il "Fondo per l'erogazione ai lavoratori dipendenti del settore privato dei trattamenti di fine rapporto di cui all'articolo 2120 del Codice Civile".

Attivo Circolante – Euro 4.092.148.706

Crediti – Euro 4.009.779.692

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio a completamento del commento dell'attivo.

Crediti verso clienti - Euro 4.008.236.330

La voce è costituita dai crediti verso clienti riportati nella tabella sottostante:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Crediti per vendita energia sul Mercato Elettrico	3.952.348,7	2.888.925,1	1.063.423,6
Crediti per corrispettivo assegnazione CCT, ex art. 43, All. A, Del. AEEG n. 111/06	51.339,7	-	51.339,7
Crediti per corrispettivi per ogni MWh sul Mercato Elettrico	2.820,8	2.913,2	(92,4)
Crediti per corrispettivi per ogni MWh su Piattaforma dei Conti Energia (PCE)	1.030,7	-	1.030,7
Crediti per corrispettivo di accesso sul Mercato Elettrico	48,0	46,8	1,2
Crediti per corrispettivo fisso annuo sul Mercato Elettrico	563,6	516,0	47,6
Crediti per corrispettivo sul Mercato dei Certificati Verdi	2,7	16,2	(13,5)
Crediti per corrispettivo sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica	81,8	28,6	53,2
Crediti per corrispettivo sul Mercato delle Unità di Emissione	0,4	-	0,4
Totale	4.008.236,3	2.892.445,9	1.115.790,4

In particolare, i crediti:

- per vendita energia sul Mercato Elettrico sono pari ad Euro 3.952.348.702.

Tale voce è relativa, principalmente, ai crediti verso gli operatori del Mercato Elettrico per la vendita di energia sui Mercati dell'Energia (MGP e MA) nei mesi di novembre e di dicembre 2007, accertati per competenza, e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008 ai sensi dell'art. 65 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivo per l'assegnazione CCT ex art. 43, Allegato A, Delibera AEEG n. 111/06 sono pari ad Euro 51.339.675.

Tale voce è relativa, principalmente, ai crediti verso gli operatori della Piattaforma dei Conti Energia a Termine per la negoziazione dei CCT nei mesi di novembre e di dicembre 2007, accertati per competenza e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008 ai sensi dell'art. 52 del Regolamento della piattaforma dei conti energia e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivi per ogni MWh negoziato sul Mercato Elettrico sono pari ad Euro 2.820.794.

Tale voce include, prevalentemente, il credito verso gli operatori del Mercato Elettrico (escluso il GSE) per il corrispettivo per ogni MWh negoziato sul Mercato Elettrico nei mesi di novembre e dicembre 2007 e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008, ai sensi dell'art. 7.1 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivi per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine sono pari ad Euro 1.030.658.

Tale voce è relativa ai crediti verso gli operatori della Piattaforma dei Conti Energia a Termine per il corrispettivo per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate nei mesi di novembre e di dicembre 2007, accertati per competenza e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008 ai sensi dell'art. 54 del Regolamento della piattaforma dei conti energia e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivo di accesso sul Mercato Elettrico sono pari ad Euro 48.000.

Tale voce include il credito verso gli operatori del Mercato Elettrico per il corrispettivo di accesso al Mercato Elettrico, ai sensi dell'art. 7.1 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico. Tale corrispettivo è dovuto per i servizi erogati dal GME ed è regolato dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivo fisso annuo sul Mercato Elettrico sono pari ad Euro 563.635.

Tale voce include il credito verso gli operatori del Mercato Elettrico per i servizi ad essi forniti. Il corrispettivo è previsto all'art. 7.1 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico ed è regolato dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivi sul Mercato dei Certificati Verdi sono pari ad Euro 2.664.

Tale voce include il credito verso gli operatori del Mercato dei Certificati Verdi per i servizi ad essi forniti per il mercato stesso. Tale corrispettivo è previsto all'art. 7.2 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico ed è regolato dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivi sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono pari ad Euro 81.821.

Tale voce include il credito verso gli operatori del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica per i servizi ad essi forniti per il mercato stesso. Tale corrispettivo è previsto all'art. 6.2 delle Regole di Funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica ed è regolato dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per corrispettivi sul Mercato delle Unità di Emissione sono pari ad Euro 381.

Tale voce include il credito verso gli operatori del Mercato delle Unità di Emissione per i servizi ad essi forniti per il mercato stesso. Tale corrispettivo è previsto all'art. 34 delle Regole di Funzionamento del Mercato delle Unità di Emissione ed è regolato dalle Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

Si evidenzia che non si è ritenuto opportuno procedere alla costituzione di un fondo svalutazione crediti, in quanto i crediti iscritti in bilancio sono ritenuti pienamente esigibili, sulla base delle "garanzie finan-

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

ziarie" (fidejussioni e depositi cauzionali) prestate dagli operatori del Mercato Elettrico a favore del GME in ottemperanza a quanto stabilito dal Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e dai Regolamenti vigenti per gli altri mercati gestiti dal GME.

Crediti verso controllante - Euro 1.027.104

La voce crediti verso controllante è riportata nella tabella sottostante:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Crediti per vendita energia sul Mercato Elettrico	670,8	-	670,8
Crediti per servizi resi sul Mercato Elettrico	244,6	706,9	(462,3)
Crediti per forniture e prestazioni diverse	111,7	138,0	(26,3)
Totale	1.027,1	844,9	182,2

In particolare, i crediti verso controllante:

- per vendita energia sul Mercato Elettrico sono pari ad Euro 670.814.

Tale voce è relativa ai crediti per la vendita di energia sui Mercati dell'Energia (MA) nei mesi di novembre e di dicembre 2007 accertati per competenza e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008 ai sensi dell'art. 65 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;

- per servizi resi sul Mercato Elettrico sono pari ad Euro 244.542.

Tale voce include il credito verso la controllante per il corrispettivo per ogni MWh negoziato sul Mercato Elettrico nei mesi di novembre e dicembre 2007 e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008, ai sensi dell'art. 7.1 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico;

- per altre prestazioni (Euro 111.748).

Imposte Anticipate - Euro 51.307

La voce, pari ad Euro 51.307, accoglie l'accantonamento dell'esercizio 2007 per differenze temporanee IRES (Euro 47.442) ed IRAP (Euro 3.865) derivanti dai profili di deducibilità delle spese di rappresentanza e dei compensi agli amministratori. Tali importi sono stati rilevati, nel rispetto del principio della prudenza, ritenendo con ragionevole certezza la presenza di un imponibile fiscale capiente negli esercizi in cui tali differenze si riverseranno.

Crediti verso altri - Euro 464.951

La voce crediti verso altri è riportata nella tabella sottostante:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Crediti per prestazioni diverse dall'energia (personale, servizi altri)	-	3,2	(3,2)
Crediti per prestazioni diverse dall'energia fornite a Terna S.p.A.	445,8	681,0	(235,1)
Anticipi diversi	2,1	2,5	(0,4)
Crediti verso enti previdenziali e assicurativi	4,1	4,1	-
Crediti verso altri - diversi	13,0	(12,6)	25,5
Totale	465,0	678,2	(213,3)

Tale voce è costituita, prevalentemente, da crediti verso la Società Terna S.p.A. per servizi resi sul Mercato Elettrico, maturati ed accertati per competenza.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni – Euro 22.034.252

La voce si riferisce ad impiego di liquidità realizzato mediante la sottoscrizione, avvenuta in data 27 dicembre 2007, di una obbligazione a capitale garantito a scadenza con un primario istituto bancario internazionale.

Tale attività finanziaria, il cui capitale è garantito per una durata di 10 anni, attribuisce al GME anche la facoltà di richiedere il rimborso anticipato del capitale a condizioni di mercato dopo sei mesi dalla data di emissione.

L'importo iscritto in Bilancio, pari al valore di sottoscrizione comprensivo degli oneri accessori, non si discosta rispetto alla valutazione del titolo al 31 dicembre 2007; peraltro l'andamento del mercato, in data 25 marzo 2008, non evidenzia sostanziali scostamenti rispetto al valore iscritto in Bilancio.

Disponibilità liquide – Euro 60.334.763

Nella tabella seguente è esposto il dettaglio della voce:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Depositi bancari	60.333,8	46.953,8	13.380,0
Danaro e valori in cassa	1,0	1,3	(0,3)
Totale	60.334,8	46.955,1	13.379,7

Le disponibilità liquide sono rappresentate da:

- giacenze di liquidità presso gli istituti bancari pari a Euro 60.333.791, di cui:
 - Euro 36.783.731 per depositi cauzionali infruttiferi ed indisponibili versati dagli operatori del Mercato Elettrico e dalla Piattaforma dei Conti Energia a Termine;
 - Euro 2.512.283 per quota capitale dei depositi in conto prezzo indisponibili versati dagli operatori dei Mercati per l'ambiente;
- disponibilità di denaro nella cassa della Società per fronteggiare piccole spese pari a Euro 972.

La voce, rispetto al 2006, ha subito un incremento di Euro 13.379.693, principalmente per effetto dell'incremento dei versamenti effettuati, a titolo di depositi cauzionali, dagli operatori del Mercato Elettrico e della Piattaforma dei Conti Energia a Termine.

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Ratei e risconti attivi – Euro 218.436

La voce è relativa a:

- ratei attivi, pari a Euro 21.389, per quota di interessi maturata al 31 dicembre 2007 sul titolo obbligazionario, sottoscritto in data 27 dicembre 2007;
- risconti attivi, pari a Euro 197.047, per quote di costi per servizi di competenza dell'esercizio 2008.

Ulteriori informazioni sui crediti

Nella tabella seguente è riportata la ripartizione dei crediti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle Immobilizzazioni Finanziarie				
Crediti verso altri	23,1	117,4	132,3	272,7
Totale	23,1	117,4	132,3	272,7
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	4.008.236,3			4.008.236,3
Crediti verso controllante	1.027,1			1.027,1
Imposte anticipate	34,7	16,6		51,3
Crediti verso altri	465,0			465,0
Totale	4.009.763,0	16,6	-	4.009.779,7
Totale	4.009.786,2	134,0	132,3	4.010.052,4

Si evidenzia di seguito la ripartizione dei crediti delle Società per area geografica.

Euro mila	Italia	Altri Paesi UE	Extra-UE	Totale
Crediti delle Immobilizzazioni Finanziarie				
Crediti verso altri	272,7			272,7
Totale	272,7	-	-	272,7
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	3.867.749,3	92.303,9	48.183,2	4.008.236,3
Crediti verso controllante	1.027,1			1.027,1
Imposte anticipate	51,3			51,3
Crediti verso altri	465,0			465,0
Totale	3.869.292,6	92.303,9	48.183,2	4.009.779,7
Totale	3.869.565,4	92.303,9	48.183,2	4.010.052,4

STATO PATRIMONIALE

PATRIMONIO NETTO E PASSIVO

Patrimonio netto – Euro 30.385.572

La composizione del patrimonio netto e le variazioni intervenute nell'esercizio sono riportate nel seguente prospetto:

Euro mila	Capitale sociale	Riserva Legale	Altre riserve	Dividendo Azionista Unico	Utile (Perdita) del periodo	Totale
Saldo al 31.12.2005	7.500,0	259,5	4.931,3		12.398,8	25.089,6
<i>Movimenti del periodo:</i>						
- Riserva Legale		620,0			(620,0)	-
- Riserva Disponibile			5.579,4		(5.579,4)	-
- Dividendo 2006 Distribuito				6.199,0	(6.199,0)	-
- Dividendo 2006 Versato				(6.199,0)		-
<i>Risultato di esercizio 2006</i>						
- Utile (Perdita) dell'esercizio					7.944,1	7.944,1
Saldo al 31.12.2006	7.500,0	879,5	10.510,7	-	7.944,1	26.834,4
<i>Movimenti del periodo:</i>						
- Riserva Legale		397,2			(397,2)	-
- Riserva Disponibile			1.886,7		(1.886,7)	-
- Dividendo 2007 Distribuito				5.660,2	(5.660,2)	-
- Dividendo 2007 Versato				(5.660,2)		-
<i>Risultato di esercizio 2007</i>						
- Utile (Perdita) dell'esercizio					9.211,4	9.211,4
Saldo al 31.12.2007	7.500,0	1.276,7	12.397,5	-	9.211,4	30.385,6

Come disciplinato dall'art. 2427, comma 1, punto 7-bis del Codice Civile, si espongono di seguito in maniera analitica l'origine, la possibilità di utilizzazione e distribuibilità.

	Importo	Possibilità di utilizzazione *	Quota disponibile
Capitale	7.500,0		-
Riserva Legale	1.276,7	B)	-
Altre Riserve			
Riserva Disponibile	12.397,5	A) B) C)	12.397,5
Totale	21.174,2		
Quota non distribuibile	8.776,7		
Residuo quota distribuibile	12.397,5		
Totale	21.174,2		

*Legenda:

A) Per aumento di capitale, B) Per copertura perdite, C) Per distribuzione ai soci

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Capitale sociale – Euro 7.500.000

Il valore del capitale sociale è pari ad Euro 7.500.000 ed è rappresentato da n. 7.500.000 azioni ordinarie pari a un valore nominale di Euro 1 ciascuna.

Riserva legale

La voce evidenzia un accantonamento complessivo pari a Euro 1.276.689. Il primo accantonamento, pari a Euro 259.542, è stato deliberato dall'Assemblea Ordinaria in data 3 maggio 2005.

La citata Assemblea nel verbale ha deliberato la totale destinazione dell'utile netto dell'esercizio 2004, ammontante a Euro 5.191.836, con conseguente accantonamento del 5% alla riserva legale ai sensi dell'art. 2430 del Codice Civile.

Il secondo accantonamento, pari a Euro 619.941, è stato deliberato dall'Assemblea Ordinaria in data 23 marzo 2006.

La citata Assemblea nel verbale ha deliberato la totale destinazione dell'utile netto dell'esercizio 2005, ammontante a Euro 12.398.815 ed ha espresso la volontà di accantonare alla riserva legale l'importo, pari a Euro 619.941.

Il terzo accantonamento, pari a Euro 397.207, è stato deliberato dall'Assemblea Ordinaria in data 30 aprile 2007.

La citata Assemblea nel verbale ha deliberato la totale destinazione dell'utile netto dell'esercizio 2006, ammontante a Euro 7.944.136, ed ha espresso la volontà di accantonare alla riserva legale l'importo pari a Euro 397.207. Al 31 dicembre 2007 la riserva legale rappresenta circa 1/6 (corrispondente al 17%) del capitale sociale.

Altre riserve

La voce evidenzia un accantonamento complessivo alla riserva straordinaria pari a Euro 12.397.494.

Il primo accantonamento, pari a Euro 4.931.294, è stato deliberato dall'Assemblea Ordinaria in data 3 maggio 2005.

Il secondo accantonamento, pari a Euro 5.579.467, è stato deliberato dall'Assemblea in data 23 marzo 2006.

Il terzo accantonamento, pari a Euro 1.886.732, è stato deliberato dall'Assemblea in data 30 aprile 2007 e corrisponde al 25% dell'utile netto conseguito nel precedente esercizio al netto della quota destinata a riserva legale.

Dividendo dell'Azionista Unico

Si fa presente che l'Assemblea del 30 aprile 2007 ha deliberato la destinazione di parte dell'utile dell'esercizio 2006, per un importo pari a Euro 5.660.197, all'Azionista Unico (Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a.) a titolo di dividendo.

Nel corso del 2007 si è provveduto al versamento di tale importo.

Utile dell'esercizio – Euro 9.211.389

Il risultato economico della gestione 2007 al lordo delle imposte è pari ad Euro 15.141.265, le imposte di competenza (IRAP ed IRES) risultano pari ad Euro 5.929.876, pertanto l'utile netto dell'esercizio ammonta ad Euro 9.211.389.

Fondi per rischi ed oneri – Euro 140.657

L'importo, pari a Euro 140.657, si riferisce all'accantonamento effettuato nel corso del 2007 per mensilità aggiuntive relative al personale in servizio che ne abbia maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro e degli accordi sindacali vigenti ed all'accantonamento per emolumenti da corrispondere agli organi sociali.

Si evidenziano di seguito le variazioni intervenute nella consistenza:

Euro	31.12.2006	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	31.12.2007
Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili	137.106	106.977	(103.426)	140.657
Totale	137.106	106.977	(103.426)	140.657

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato – Euro 972.519

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2007 è così rappresentata:

Euro mila	
Saldo al 31/12/2006	952,9
Accantonamenti	
Accantonamenti	312,2
Accantonamenti Fondo Tesoreria INPS	39,5
Utilizzi	
Utilizzi per erogazioni	(72,4)
Utilizzi per erogazioni Fondo Tesoreria INPS	(1,9)
Fondi di Previdenza Complementare	
Quota destinata al FONDENEL	(114,8)
Quota destinata al FOPEN	(125,0)
Altri movimenti	
Imposta sostitutiva 11% riv. Annuale TFR	(3,5)
Contr. Agg. 0,50% ex art. 3, L. 297/82	(14,5)
Totale	972,5

Tale posta accoglie il debito maturato a favore del personale per il trattamento di fine rapporto dovuto ai sensi di legge, al netto delle anticipazioni concesse, delle quote liquidate, delle quote destinate ai fondi pensione integrativa ed al Fondo Tesoreria INPS.

Con riferimento al Fondo Tesoreria INPS, si precisa che con l'entrata in vigore dell'art. 1, comma 755, della Legge 27 dicembre 2006, n. 296 è stato istituito il "Fondo per l'erogazione ai lavoratori dipendenti del settore privato dei trattamenti di fine rapporto di cui all'articolo 2120 del Codice Civile".

Tale riforma ha determinato come conseguenza un nuovo trattamento da applicare sia sul TFR maturato al 31 dicembre 2006 che sul TFR maturando a far data dal 1° gennaio 2007.

Il TFR maturato al 31 dicembre 2006, in base alle nuove norme, resta "depositato" in azienda che provve-

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

derà ad erogarlo al dipendente in misura totale o parziale al ricorrere dei presupposti. Pertanto, restano invariati sia i criteri di valutazione che di esposizione in bilancio.

Con riferimento, invece, al TFR maturando a far data dal 1° gennaio 2007 e lasciato in azienda dai dipendenti per espressa volontà o non, e quindi non destinato alla previdenza complementare, viene accantonato a titolo di "contributo" nel Fondo di Tesoreria INPS.

Debiti – Euro 4.063.959.179

L'indicazione degli importi con scadenza entro ed oltre cinque anni è riportata nell'apposito prospetto di dettaglio a completamento del commento del passivo.

Debiti verso fornitori – Euro 3.335.166.058

La voce debiti verso fornitori è riportata nella tabella sottostante:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazione
Debiti per acquisto energia sul Mercato Elettrico	3.282.445,7	2.279.352,5	1.003.093,2
Debiti per oneri assegnazione CCT, ex art. 43, All. A, Del.AEEG n. 111/06	51.303,9	-	51.303,9
Debiti per prestazioni diverse dall'energia	1.416,4	1.875,6	(459,2)
Totale	3.335.166,1	2.281.228,1	1.053.938,0

L'esposizione nei confronti dei fornitori è riferita a:

- debiti verso gli operatori del Mercato Elettrico per acquisto di energia sui Mercati dell'Energia (MGP e MA) nei mesi di novembre e di dicembre 2007, accertati per competenza e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008, pari a Euro 3.282.445.737 ai sensi dell'art. 65 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;
- debiti verso gli operatori della Piattaforma dei Conti Energia per transazioni registrate nei mesi di novembre e di dicembre 2007, accertati per competenza e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio 2008 e febbraio 2008 pari a Euro 51.303.932 ai sensi dell'art. 52 del Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine e delle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento;
- fatture ricevute e da ricevere per prestazioni, servizi e acquisti di materiali pari a Euro 1.416.389.

Debiti verso controllante – Euro 687.908.351

I debiti verso l'impresa controllante, comparati con l'esercizio precedente, sono rappresentati nella seguente tabella:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazione
Debiti per acquisto energia sul Mercato Elettrico	670.856,6	609.955,9	60.900,7
Debiti per fatture e note di debito ricevute	15.064,9	106,0	14.958,9
Debiti per fatture e note di debito da ricevere	114,4	14.903,4	(14.789,0)
Note debito da emettere	1.872,4	2.024,8	(152,4)
Totale	687.908,3	626.990,1	60.918,3

La voce si riferisce principalmente a debiti verso la controllante per:

- acquisto energia sul Mercato Elettrico nei mesi di novembre e dicembre 2007, pari a Euro 670.856.606 (maturati ed accertati per competenza e fatturati rispettivamente nei mesi di gennaio e febbraio del 2008);
- debiti derivanti dal contratto di servizio stipulato con la controllante per la fornitura di prestazioni varie e l'Acconto IVA 2007 (Euro 15.064.928);
- debiti per fatture da ricevere, principalmente relative al conguaglio del contratto di servizio stipulato con la controllante, pari ad Euro 114.409;
- note di debito per il trasferimento del saldo IVA relativa al mese di dicembre 2007 (Euro 1.872.408), per effetto dell'opzione all'IVA del gruppo GSE S.p.a.

Debiti tributari – Euro 306.058

La voce “debiti tributari” rileva il debito verso l'erario, pari a Euro 306.058, per imposte stimate dell'esercizio 2007 (Euro 5.929.876) al netto di acconti e ritenute (Imposta regionale sulle attività produttive – IRAP – e Imposta sul reddito delle società – IRES –) e per ritenute operate in qualità di sostituto d'imposta e da versare nell'esercizio 2008.

In particolare:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazione
Debiti v/erario per imposte sui redditi - IRES	38,0	4.147,0	(4.108,9)
Debiti v/erario per imposta regionale sulle attività produttive - IRAP	33,1	38,2	(5,1)
Debiti per ritenute d'imposta	234,9	194,0	40,9
Totale	306,1	4.379,2	(4.073,1)

Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale – Euro 362.973

Il dettaglio della voce è esposto nella tabella seguente:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazione
Debiti verso INPS	189,0	170,8	18,2
Debiti diversi	174,0	66,5	107,4
Totale	363,0	237,3	125,6

La voce riguarda i debiti verso istituti previdenziali e di sicurezza sociale relativi ai contributi a carico della Società e a carico del personale dipendente, gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie e festività abolite maturate e non godute, lavoro straordinario e altre indennità del mese di dicembre 2007 erogate in gennaio 2008.

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Altri debiti – Euro 40.238.700

Il dettaglio della voce è esposto nella tabella seguente:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazione
Debiti verso il personale	819,0	348,1	470,9
Depositi cauzionali da operatori del Mercato Elettrico e PCE	36.783,7	1.537,0	35.246,7
Depositi in conto prezzo da operatori dei Mercati per l'ambiente	2.512,3	2.477,9	34,4
Altri debiti diversi	123,7	70,6	53,1
Totale	40.238,7	4.433,6	35.805,1

Tale voce si riferisce principalmente a:

- debiti verso il personale per ferie e festività abolite maturate ma non godute, per lavoro straordinario ed altro (Euro 819.024);
- depositi cauzionali (Euro 36.783.731). Tale voce è relativa ai depositi cauzionali versati dagli operatori del Mercato Elettrico e della Piattaforma dei Conti Energia;
- depositi in conto prezzo relativi ai Mercati per l'ambiente (Euro 2.512.283), in particolare:
 - Euro 1.597.174 per il Mercato dei Certificati Verdi;
 - Euro 664.834 per il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica;
 - Euro 250.275 per il Mercato delle Unità di Emissione;
- debiti diversi per accertamenti di competenza del presente esercizio ed altri (Euro 123.662).

Ratei e Risconti – Euro 764.238

La voce si riferisce a Ratei passivi (Euro 3.611) relativi a componenti negativi di reddito pagati posticipatamente e a Risconti passivi (Euro 760.627). Questi ultimi si riferiscono a:

- sconto del corrispettivo fisso annuo del Mercato Elettrico, per la quota di competenza dell'esercizio 2008, pari a Euro 741.726;
- sconto del corrispettivo annuo dei Titoli di Efficienza Energetica, per la quota di competenza del 2008, pari a Euro 18.900.

Ulteriori informazioni sui debiti

Nella tabella seguente è riportata la ripartizione dei debiti in relazione al loro grado temporale di estinzione.

Euro mila	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti verso fornitori	3.335.166,1			3.335.166,1
Debiti verso impresa controllante	687.908,3			687.908,3
Debiti tributari	306,1			306,1
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	363,0			363,0
Altri debiti	40.238,7			40.238,7
TOTALE	4.063.982,1			4.063.982,1

Si evidenzia di seguito la ripartizione dei debiti della Società per area geografica:

Euro mila	Italia	Altri Paesi-UE	Extra-UE	Totale
Debiti verso fornitori	3.155.781,3	109.467,9	69.916,8	3.335.166,1
Debiti verso controllanti	687.908,3			687.908,3
Debiti tributari	306,1			306,1
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	363,0			363,0
Altri debiti	40.238,7			40.238,7
Totale	3.884.597,4	109.467,9	69.916,8	4.063.982,1

Conti d'ordine – Euro 1.404.003.393

I conti d'ordine accolgono gli ammontari delle fidejussioni, degli impegni e rischi e altre partite di memoria come di seguito evidenziato:

- garanzie ricevute dai dipendenti per prestiti a loro concessi dal GME pari a Euro 485.208;
- garanzie ricevute da terzi, pari ad Euro 1.077.337, relative ai servizi aggiudicati a terzi;
- garanzie per la partecipazione degli operatori al Mercato Elettrico, ai sensi dell'art. 70 "Garanzie finanziarie degli operatori" del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, pari ad Euro 1.213.347.092;
- garanzie per la partecipazione degli operatori della Piattaforma dei Conti Energia a Termine, ai sensi dell'art. 56 "Garanzie finanziarie degli operatori" del Regolamento della piattaforma dei conti energia a termine di cui all'art. 17 dell'Allegato A alla Delibera n. 111/06 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modifiche ed integrazioni, pari ad Euro 189.093.756.

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

Valore della produzione – Euro 18.617.143.145

Ricavi per vendite e prestazioni - Euro 18.616.997.963

Il dettaglio della voce è rappresentato nella tabella seguente:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Ricavi per vendita energia - MGP	17.396.884,4	15.818.448,9	1.578.435,5
Ricavi per vendita energia - MA	883.439,4	751.137,7	132.301,7
Ricavi per assegnazione CCT, ex art. 43, All. A, Del. AEEG n.111/06	225.445,0	-	225.445,0
Ricavi per corrispettivi per ogni MWh su Mercato Elettrico e su PCE	20.971,5	18.345,4	2.626,1
Ricavi per corrispettivo di accesso su Mercato Elettrico	187,5	127,5	60,0
Ricavi per corrispettivo fisso annuo su Mercato Elettrico	1.129,5	378,7	750,8
Ricavi derivanti da zonazione su mercato energia (MGP) e su PCE	82.491,7	63.030,0	19.461,7
Ricavi per servizi resi alla società Terna S.p.A. sul Mercato Elettrico	6.146,7	8.134,0	(1.987,3)
Ricavi per corrispettivo sul Mercato dei Certificati Verdi	49,2	61,0	(11,8)
Ricavi per corrispettivo sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica	194,5	87,0	107,5
Ricavi per corrispettivo fisso annuo sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica	34,2	47,4	(13,2)
Ricavi per corrispettivo di accesso PCE	24,0	-	24,0
Ricavi per corrispettivo sul Mercato delle Unità di Emissione	0,4	-	0,4
Totale	18.616.998,0	16.659.797,6	1.957.200,4

Come evidenziato in tabella i ricavi si riferiscono principalmente a:

- vendita energia su MGP.

Tale voce, pari ad Euro 17.396.884.416, è riferita ai ricavi per la vendita di energia da parte del GME sul Mercato del Giorno Prima dell'Energia come previsto al Titolo IV, Mercati dell'Energia, Capo I del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico.

- vendita energia su MA.

Tale voce, pari ad Euro 883.439.394, è riferita ai ricavi per la vendita di energia da parte del GME sul Mercato di Aggiustamento come previsto al Titolo IV, Mercati dell'Energia, Capo II del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico.

I ricavi per vendita di energia su MGP ed MA e i ricavi derivanti da zonazione sui mercati dell'energia rappresentano partite passanti in quanto si nettano con le corrispondenti voci di costo, realizzando l'equilibrio economico tra le partite stesse di seguito rappresentate:

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Euro mila	Ricavi passanti	Costi passanti	Variazioni
MGP	17.396.884,4	17.437.642,4	(40.758,0)
MA	883.439,4	880.891,1	2.548,3
Totale Mercato Elettrico	18.280.323,8	18.318.533,4	(38.209,6)
Zonazione su mercato energia - MGP	81.758,7	43.549,0	38.209,6
Equilibrio Mercato Elettrico	18.362.082,5	18.362.082,5	-
CCT ex art. 43, All. A, Del. AEEG n. 111/06	225.445,0	65.641,9	159.803,1
Totale PCE	225.445,0	65.641,9	159.803,1
Zonazione su PCE	733,0	160.536,2	(159.803,1)
Equilibrio PCE	226.178,0		226.178,0 -

- corrispettivi per assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto (CCT).

Tale voce, pari a Euro 225.445.006, è riferita ai ricavi per CCT della Piattaforma dei Conti Energia.

- corrispettivi per ogni MWh sul Mercato Elettrico e sulla Piattaforma dei Conti Energia.

Tale voce, pari ad Euro 20.971.458, è riferita a:

- Euro 16.920.893 per ogni MWh negoziato sul Mercato Elettrico e sulla Piattaforma di Aggiustamento Bilaterali (PAB);
- Euro 4.050.565 per i MWh oggetto delle transazioni registrate sulla Piattaforma dei Conti Energia.

- corrispettivo di accesso sul Mercato Elettrico.

Tale voce, pari ad Euro 187.500, è riferita ai ricavi per corrispettivi di accesso versati dagli operatori del Mercato Elettrico ai sensi dell'art. 7.1 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento per la partecipazione al Mercato Elettrico.

Con riferimento all'art. 67.1 del richiamato Testo Integrato della Disciplina del Mercato elettrico i corrispettivi di accesso sono fatturati contestualmente all'ammissione degli operatori al mercato.

- corrispettivo fisso annuo sul Mercato Elettrico.

Tale voce, pari ad Euro 1.129.534, è riferita alla quota di ricavi del corrispettivo fisso annuo di competenza del 2007, versato dagli operatori del Mercato Elettrico ai sensi dell'art. 7.1 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico e relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento.

- ricavi derivanti da rendita zonazione sul mercato energia (MGP) e sulla PCE.

Tale voce, pari ad Euro 82.491.682, è riferita al corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto ai sensi della Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 111/06.

- servizi resi alla società Terna S.p.A. sul Mercato Elettrico.

Tale voce, pari a complessivi Euro 6.146.667, comprende i ricavi verso la Società Terna S.p.A. per i servizi ad essa resi dal GME sul Mercato Elettrico regolati dall'art. 22 della Convenzione stipulata tra il GME e il GSE, ai sensi della deliberazione n. 168/03 dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, trasferita alla Società Terna S.p.A. in seguito alla cessione del ramo di azienda. Si fa presente che a far data dal 1° maggio 2007 ai sensi della Delibera n. 111/06 dell'AEEG, è stata stipulata una nuova Convenzione tra il GME e la Società Terna S.p.A., che all'art. 10.2 ha ridotto l'ammontare dei corrispettivi rispetto a quelli stabiliti dalla precedente Convenzione.

- ricavi per corrispettivi sul Mercato dei Certificati Verdi.

Tale voce, pari ad Euro 49.212, è riferita ai ricavi per i servizi forniti dal GME per il Mercato dei Certificati Verdi.

Tali corrispettivi, ai sensi dell'art. 88 del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, sono fatturati

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

mensilmente ad ogni operatore a fronte dei certificati scambiati, ai sensi dell'art. 7.2 del medesimo Testo Integrato.

- ricavi per corrispettivi sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica.

Tale voce, pari a complessivi Euro 228.724, è riferita ai ricavi per i servizi forniti dal GME per il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica. In particolare: il corrispettivo complessivo per i titoli negoziati sul mercato è pari a Euro 194.525, mentre il corrispettivo fisso annuo complessivo è pari a Euro 34.199.

- corrispettivo di accesso sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine.

Tale voce, pari a complessivi Euro 24.000, è riferita ai ricavi per corrispettivi di accesso versati dagli operatori della Piattaforma dei Conti Energia a Termine ai sensi dell'art. 7.1 del Regolamento della piattaforma dei conti energia a termine.

Ai sensi dell'art. 54 del Regolamento della piattaforma dei conti energia a termine, i corrispettivi di accesso sono fatturati contestualmente all'ammissione dell'operatore alla PCE.

- ricavi per corrispettivi sul Mercato delle Unità di Emissione.

Tale voce, pari a complessivi Euro 370, è riferita ai ricavi per i servizi forniti dal GME per il Mercato delle Unità di Emissione, ai sensi del Titolo VI del Regolamento del mercato delle unità di emissione dei gas ad effetto serra.

Altri ricavi e proventi - Euro 145.182

La voce è composta dai seguenti ricavi e proventi relativi a:

- accertamento delle fatture emesse e da emettere per il personale distaccato (Euro 73.630);
- contributo addebitato ai dirigenti per il concorso alle spese per auto ad uso promiscuo (Euro 12.734);
- sopravvenienze attive ordinarie (Euro 40.295);
- ricavi diversi (Euro 18.523).

CONTO ECONOMICO

Costi della produzione – Euro 18.604.520.090

La voce comprende i seguenti costi:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci - Euro 18.588.283.097

Tale voce è caratterizzata dai costi inerenti gli acquisti di energia così rappresentati:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Costi per acquisto energia MGP	17.437.642,4	15.856.279,2	1.581.363,2
Costi per acquisto energia MA	880.891,1	749.399,5	131.491,6
Costi per assegnazione CCT ex art. 43, All. A, Del. AEEG n. 111/06	65.641,9	-	65.641,9
Costi derivanti da zonazione su mercato energia (MGP - MA) e su PCE	204.085,2	26.938,0	177.147,2
Totale	18.588.260,5	16.632.616,7	1.955.643,8

Come rappresentato in tabella i costi sono legati a:

- acquisto energia MGP.

Tale voce, pari ad Euro 17.437.642.458, è relativa alle offerte di acquisto di energia da parte del GME sul Mercato del Giorno Prima dell'Energia, come previsto al Titolo IV, Mercati dell'Energia, Capo I del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico;

- acquisto energia su MA.

Tale voce, pari ad Euro 880.891.071, è relativa alle offerte di acquisto di energia da parte del GME sul Mercato di Aggiustamento, come previsto al Titolo IV, Mercati dell'Energia, Capo II del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico;

- per assegnazione del diritto di utilizzo della capacità di trasporto (CCT).

Tale voce, pari a Euro 65.641.860, è riferita ai costi per CCT della Piattaforma dei Conti Energia a Termine;

- zonazione sul mercato energia (MGP) e sulla PCE.

Tale voce, pari ad Euro 204.085.186, è relativa ai costi per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto ai sensi della Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 111/06.

Si fa presente che il GME ha inoltre sostenuto piccoli acquisti relativi a materiali di consumo pari a Euro 22.522.

Per servizi – Euro 5.904.020

La composizione dei costi per servizi è la seguente:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Contratti di servizi con la Controllante	1.552,5	1.685,0	(132,5)
Contratto di servizi con la Società Terna S.p.A.	252,6	246,4	6,2
Emolumenti amministratori e sindaci	730,6	793,2	(62,5)
Prestazioni professionali	486,5	244,6	241,9
Servizi per l'immagine e la comunicazione	245,8	239,2	6,6
Servizi per attività informatiche e manutenzione	2.071,1	1.885,4	185,7
Altri servizi	564,8	698,0	(133,2)
Totale	5.904,0	5.791,8	112,3

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Come sopra indicato la voce si riferisce a:

- servizi forniti dalla Società Controllante ai sensi dei contratti di servizi e locazione della sede di Viale Pilsudski ed altri (Euro 1.552.472);
- servizi forniti dalla Società Terna S.p.A. ai sensi del contratto di servizio e locazione della sede di Via Palmiano (Euro 252.642);
- emolumenti e spese Consiglio di Amministrazione (Euro 675.692);
- emolumenti e spese Collegio Sindacale (Euro 54.946);
- prestazioni professionali e consulenze (Euro 486.536). Le principali prestazioni sono relative a:
 - consulenze legali e notarili Euro 306.752;
 - consulenze fiscali Euro 52.000;
 - compensi e rimborsi a revisori esterni Euro 38.321;
 - compensi a membri dell'organismo di vigilanza Euro 37.860;
 - prestazioni a progetto Euro 26.670;
 - altre consulenze Euro 24.933;
- servizi per l'immagine e la comunicazione Euro 245.794;
- servizi per attività informatiche e relative manutenzioni (Euro 2.071.093), legate principalmente all'assistenza specialistica e manutenzione per il sistema informatico per il Mercato Elettrico;
- altri servizi, pari a complessivi Euro 564.845, sono relativi principalmente a servizi per il personale (Euro 175.737), a servizi assicurativi (Euro 108.496), a servizi bancari di tesoreria (Euro 115.910) ed altro.

Per godimento beni di terzi - Euro 896.916

Tale voce comprende principalmente i canoni di locazione pagati alla Controllante (Euro 523.486) e alla Società Terna S.p.A. (Euro 153.622) per l'affitto degli spazi attrezzati nelle diverse sedi. Altri canoni e noleggi (Euro 219.808).

Per il personale – Euro 6.769.459

Il dettaglio delle componenti del costo per il personale è rappresentato nella sottostante tabella:

Euro	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Stipendi e altre remunerazioni	4.885.751	4.337.135	548.616
Oneri sociali obbligatori	1.376.847	1.183.529	193.318
Trattamento di fine rapporto	351.728	320.894	30.834
Trattamento di quiescenza e simili	4.607		4.607
Altri costi del personale	150.526	149.635	891
Totale	6.769.459	5.991.194	778.265

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti suddivisa per categoria al 31 dicembre 2007 e quella puntuale al 31 dicembre del medesimo anno confrontata con l'anno precedente:

Numero	Consistenza media 2007	Consistenza al 31.12.2007	Consistenza media 2006	Consistenza al 31.12.2006
Dirigenti	13,0	13	14,3	13
Quadri	18,7	20	17,6	19
Impiegati	47,0	50	45,6	45
Totale	78,7	83	77,5	77

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Nella tabella sottostante è stato confrontato il costo medio per categoria del 2007 con il medesimo costo del 2006.

Euro	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Dirigenti	207.112	163.523	43.589
Quadri	84.989	79.681	5.308
Impiegati	52.930	49.279	3.651

Dal confronto 2007/2006 del costo medio per categoria emerge uno scostamento pari a Euro 43.589 del costo medio del personale dirigente.

Ferma restando la consistenza dei dirigenti negli anni 2007-2006 (n. 13), tale maggior valore è dovuto ad un evento del tutto straordinario rappresentato dal fatto che tra i costi del personale dirigente del 2007 sono presenti:

- sia gli importi relativi ad “una tantum”, legati a performances del 2006, per le quali le relative decisioni sono state assunte successivamente all’approvazione del Bilancio 2006;
- sia gli importi relativi al sistema MBO di competenza del 2007 ma che verranno erogati per cassa nel corso del 2008.

Si fa presente che il sistema MBO per i dirigenti del GME è stato istituito nel 2007, in seguito alla delibera del Consiglio di Amministrazione del 21 novembre 2007.

Ammortamenti e svalutazioni - Euro 2.209.597

Tale voce è relativa agli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali ed immateriali.

Le immobilizzazioni si riferiscono principalmente al sistema informatico per il Mercato Elettrico e altri investimenti ad esso correlati.

Oneri diversi di gestione - Euro 456.999

Il dettaglio degli oneri di gestione è rappresentato nella tabella che segue:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Imposte e tasse	1,9	0,9	1,1
Acquisti giornali, libri e riviste	60,6	22,3	38,2
Spese di rappresentanza	169,4	76,3	93,0
Spese per stages ed erogazioni diarie contrattuali	-	12,0	(12,0)
Quote associative e contributi	160,7	84,4	76,3
Spese varie a favore di dipendenti in occasione di incontri aziendali	0,1	1,7	(1,7)
Altri oneri	49,7	117,7	(68,0)
Sopravvenienze passive ordinarie	14,6	200,1	(185,5)
Totale	457,0	515,6	(58,6)

3. RISULTATI ECONOMICI E FINANZIARI

Proventi e oneri finanziari – Euro 2.698.076

Altri proventi finanziari – Euro 2.705.495

Sono costituiti principalmente da interessi attivi maturati sui depositi bancari, pari a Euro 2.677.684, sui prestiti ai dipendenti, pari a Euro 6.422, nonché a proventi maturati nel 2007 sull'investimento iscritto nell'attivo circolante pari a Euro 21.389.

Proventi e oneri straordinari – Euro (179.866)

La gestione straordinaria è rappresentata nella tabella sottostante:

Euro mila	31.12.2007	31.12.2006	Variazioni
Proventi straordinari	61,7	82,2	(20,5)
Oneri straordinari	(241,6)	(524,9)	283,3
Totale	(179,9)	(442,7)	262,8

Il saldo della gestione straordinaria, pari a Euro (179.866), emerge dalla differenza tra gli oneri straordinari (Euro 241.571), relativi al contributo straordinario INPS per l'anno 2002 e ad importi corrisposti al personale a titolo di conciliazione in sede sindacale, ed i proventi straordinari (Euro 61.704), relativi a maggiori imposte pagate nell'esercizio precedente.

Imposte di esercizio – Euro 5.929.876

La voce rileva la stima delle imposte di competenza pari a Euro 5.929.876 di cui:

- IRES pari Euro 5.015.361;
- IRAP pari a Euro 965.822;
- Imposte Anticipate pari a complessivi Euro 51.307, relative a differenze temporanee IRES (Euro 47.442) ed IRAP (Euro 3.865).

Il riepilogo della determinazione delle imposte è il seguente:

RICONCILIAZIONE IRES

Euro mila	Imponibile	Aliquota	IRES
Risultato d'esercizio prima imposte	15.141		
Aliquota d'imposta		33%	
IRES Teorica			4.997
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	137		
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(101)		
Differenze permanenti	21		
Imponibile fiscale	15.198		
Stima IRES corrente per l'esercizio			5.015

RICONCILIAZIONE IRAP

Euro mila	Imponibile	Aliquota	IRAP
Differenza fra valore e costi della produzione*	19.392		
Aliquota d'imposta		5,25%	
IRAP Teorica			1.018
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi			
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	44		
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(18)		
Differenze permanenti	(1.023)		
Imponibile fiscale	18.395		
Stima IRAP corrente per l'esercizio			966

* al netto del costo del lavoro e degli accantonamenti

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

Deloitte.

Deloitte & Touche S.p.A.
Via della Camilluccia, 589/A
00135 Roma
Italia

Tel: +39 06 367491
Fax: +39 06 36749282
www.deloitte.it

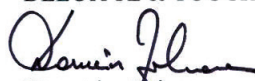
RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ART. 2409-TER DEL CODICE CIVILE

**All'Azionista del
GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO S.p.A.**

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2007. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo gli statuiti principi di revisione. In conformità ai predetti principi, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se i risultati, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenute nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli Amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 11 aprile 2007.
3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. al 31 dicembre 2007 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Domenico Falcone
Socio

Roma, 10 aprile 2008



4. GLOSSARIO

Acquirente Unico (AU)

Società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (attualmente Gestore dei Servizi Elettrici), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti finali domestici non riforniti sul mercato libero, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti.

Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

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

Arbitraggio

Operazione finanziaria che consiste nell'acquistare beni o titoli sfruttando delle inefficienze del mercato al fine di ottenere un profitto certo. La funzione degli arbitraggisti è essenziale per assicurare un corretto funzionamento del meccanismo di formazione dei prezzi, visto che la loro presenza e operatività contribuisce a correggere eventuali disallineamenti dei corsi non appena essi emergono.

Certificati Bianchi

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

Certificati Verdi

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

Contratto bilaterale

Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti, tuttavia immissioni e prelievi orari devono essere comunicati a Terna S.p.A. ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli.

Contratto differenziale

Si tratta di un contratto in cui due parti si scambiano flussi finanziari basati sul differenziale di un prezzo definito nel contratto stesso (strike) e quello che si verifica sul mercato sottostante a determinate scadenze e per quantitativi prestabiliti. L'AU ha in portafoglio, con fini di copertura, dei contratti differenziali definiti a due vie. Analogo è il contratto differenziale detenuto dal GSE con riferimento ai quantitativi di energia ritirati da impianti CIP 6. In tal caso le controparti acquirenti sono, pro quota l'AU e un gruppo di operatori. In ogni periodo rilevante il GSE versa la differenza (moltiplicata per il quantitativo di energia sottostante) tra il prezzo di mercato e quello strike definito nel contratto se positiva, mentre la riceve se negativa. Esistono anche contratti differenziali definiti ad una via, che rappresentano di fatto delle opzioni call. In questo caso l'acquirente paga anticipatamente un premio e se il prezzo di mercato del sottostante risulta superiore allo strike stabilito nel contratto, riceve dalla controparte la differenza; in caso contrario non si verificano flussi finanziari.

4. GLOSSARIO

Emission Trading Scheme (ETS)

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

Fonti energetiche rinnovabili

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

Gestore del Mercato Elettrico (GME)

Società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. In particolare il GME gestisce il Mercato del Giorno Prima dell'energia (MGP), il Mercato di Aggiustamento (MA), il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Il GME inoltre gestisce alcuni mercati per l'ambiente.

Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)

Società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo centrale nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero delle Attività Produttive. Il GSE controlla due società: l'Acquirente Unico (AU) e il Gestore del Mercato Elettrico (GME).

Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)

Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità offerte e/o vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo: le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e assegnate all'operatore GSE.

Italian Power Exchange (IPEX)

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

Liquidità

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (inclusendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

Macro zona

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita. Dal 1 gennaio 2006 le macro zone sono: MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigio), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

Mercati OTC (Over the Counter)

Indica mercati non regolamentati, ossia tutti quei mercati in cui vengono trattate attività finanziarie al di fuori delle borse valori ufficiali. Solitamente le modalità di contrattazione non sono standardizzate ed è possibile stipulare contratti "atipici". In generale i contratti negoziati su tali mercati presentano livelli di liquidità inferiore rispetto a quelli scambiati sui mercati regolamentati.

Mercato di Aggiustamento (MA)

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

Mercato del Giorno Prima (MGP)

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

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

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

Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico, determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Piattaforma Bilaterali (PB)

Piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali utilizzata prima dell'introduzione della Piattaforma dei Conti Energia.

Piattaforma dei Conti Energia (PCE)

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

Prezzo di equilibrio

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MA in ogni ora in

4. GLOSSARIO

corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda e offerta, così da garantire la loro uguaglianza. Nel caso di separazione del mercato in 2 o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (cfr. prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

Prezzo unico nazionale (PUN)

Media dei prezzi zonal di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

Prezzo zonale (Pz)

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.

E' la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o (Certificati bianchi)

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

Unità di Emissione (UE)

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO₂, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

Zona

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

