



**Tirreno Power S.p.A.**

Sede legale: Roma, Via Barberini 47

Capitale Sociale Euro 91.130.000,00 interamente versato

P.I. - C.F. e Registro delle Imprese di Roma n. 07242841000

R.E.A. n. 1019536

Sede amministrativa e Centrale Napoli: Napoli, Stradone Vigliena 9

Centrale Torrevaldaliga: Civitavecchia (Roma), Via Aurelia 2

Centrale Vado Ligure: Valleggia di Quiliano (Savona), Via A. Diaz 128

Nucleo Idroelettrico: Genova, Corso Torino 1



## INDICE

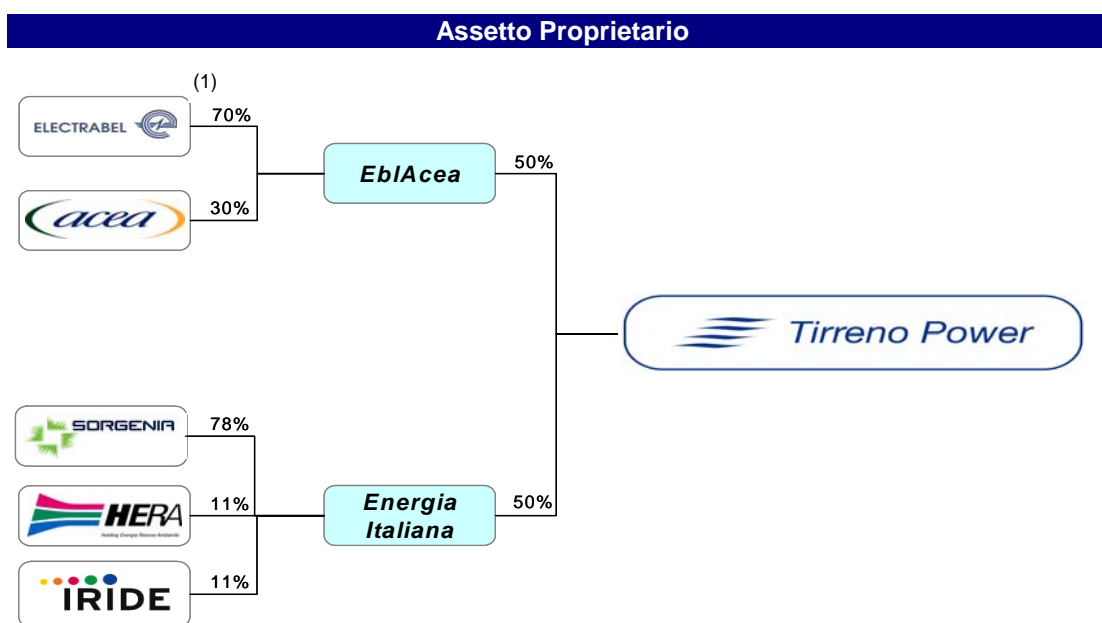
<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>7 -</b>
<b>Assetto proprietario</b> .....	<b>8 -</b>
<b>Organi Sociali</b> .....	<b>9 -</b>
<b>Struttura operativa</b> .....	<b>10 -</b>
<b>Lettera agli azionisti</b> .....	<b>12 -</b>
<b>RELAZIONE SULLA GESTIONE</b> .....	<b>15 -</b>
<b>Anno 2008: Eventi di rilievo</b> .....	<b>16 -</b>
<b>Focus sui risultati</b> .....	<b>18 -</b>
<b>Sintesi dell'andamento della Società</b> .....	<b>19 -</b>
<b>Scenario macroeconomico</b> .....	<b>20 -</b>
<b>Scenario di riferimento</b> .....	<b>23 -</b>
<b>Quadro normativo e regolatorio</b> .....	<b>25 -</b>
<b>Scenario di produzione</b> .....	<b>34 -</b>
<b>Politica Ambientale e Sicurezza</b> .....	<b>37 -</b>
<b>Piano di investimenti</b> .....	<b>45 -</b>
<b>Risorse umane e organizzazione</b> .....	<b>47 -</b>
<b>Informativa sugli adempimenti in materia D.Lgs. 231/01</b> .....	<b>53 -</b>
<b>Andamento della gestione dell'esercizio</b> .....	<b>54 -</b>
<b>Risultati Economici</b> .....	<b>56 -</b>
<b>Analisi della struttura patrimoniale</b> .....	<b>62 -</b>
<b>Attività di Ricerca e Sviluppo</b> .....	<b>65 -</b>
<b>Azioni proprie ed azioni della controllante</b> .....	<b>65 -</b>
<b>Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime</b> .....	<b>65 -</b>
<b>Strumenti e rischi finanziari</b> .....	<b>65 -</b>
<b>Prevedibile evoluzione della gestione 2009</b> .....	<b>66 -</b>
<b>Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo</b> .....	<b>67 -</b>

<b>PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE</b> .....	<b>69 -</b>
<b>PROSPETTI DI BILANCIO</b> .....	<b>71 -</b>
<b>Stato Patrimoniale</b> .....	<b>72 -</b>
<b>Conto Economico</b> .....	<b>73 -</b>
<b>Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide</b> .....	<b>74 -</b>
<b>Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto</b> .....	<b>75 -</b>
<b>NOTE ESPLICATIVE</b> .....	<b>77 -</b>
<b>Dichiarazione di conformità</b> .....	<b>78 -</b>
<b>Struttura e contenuto del Bilancio</b> .....	<b>78 -</b>
<b>Variazioni di Principi contabili Internazionali</b> .....	<b>94 -</b>
<b>Tipologia dei rischi e gestione dell'attività di copertura</b> .....	<b>96 -</b>
<b>NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE</b> .....	<b>107 -</b>
<b>NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO</b> .....	<b>131 -</b>
<b>Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime</b> .....	<b>141 -</b>
<b>Attività e passività potenziali</b> .....	<b>143 -</b>
<b>Operazioni atipiche e inusuali</b> .....	<b>143 -</b>
<b>Posizione finanziaria netta</b> .....	<b>144 -</b>
<b>Flussi finanziari</b> .....	<b>144 -</b>



## Assetto proprietario

Tirreno Power è controllata pariteticamente da Energia Italiana S.p.A. ed EblAcea S.p.A..



(1) Possesso indiretto attraverso la controllata Electrabel Italia S.p.A.

## **Organi Sociali**

### **Consiglio di Amministrazione**

<b>Presidente</b>	Giuseppe Potestio
<b>Amministratori</b>	Domenico Carra Jean François Carriere Luigi Castellaro Denis Lohest Andrea Mezzogori Mario Molinari Roberta Neri Massimo Orlandi Adolfo Spaziani

### **Collegio Sindacale**

<b>Presidente</b>	Maurizio Lauri
<b>Sindaci</b>	Adriano Rossi Francesco M. Scornajenchi Antonio Venturini Riccardo Zingales

### **Società di Revisione**

*PriceWaterhouseCoopers S.p.A.*



## Struttura operativa

Tirreno Power S.p.A. è una società di produzione di energia elettrica che gestisce in Italia centrali termoelettriche e idroelettriche localizzate sulla dorsale tirrenica. Nella tabella che segue sono riepilogate le principali caratteristiche di tali impianti:

Unità produttive	Potenza lorda di riferimento (MW)				Regione
	nominale al 31/12/2008	in esercizio commerciale al 31/12/2008	nominale al 31/12/2007	in esercizio commerciale al 31/12/2007	
Centrale Vado Ligure	1.432	1.432	1.432	1.432	Liguria
Centrale Torvaldaliga	1.474	1.474	1.474	1.474	Lazio
Centrale Napoli*	0	0	0	0	Campania
<b>Totale Termoelettrico</b>	<b>2.906</b>	<b>2.906</b>	<b>2.906</b>	<b>2.906</b>	
Nucleo Genova	63	63	63	63	Liguria
<b>Totale Idroelettrico</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	<b>63</b>	
<b>Totale Tirreno Power</b>	<b>2.969</b>	<b>2.969</b>	<b>2.969</b>	<b>2.969</b>	

(\*) escluse le unità in trasformazione a ciclo combinato

Con i suoi impianti produttivi diversificati la Società è in grado di produrre energia elettrica con elevata flessibilità e competitività:

- i gruppi di produzione termoelettrici sono costituiti sia da unità tradizionali, alimentate a carbone o con un mix di combustibile variabile in funzione del rispetto dei limiti autorizzativi e di legge sulle emissioni, sia da cicli combinati a gas;
- le centrali idroelettriche sono 17 (equamente suddivise tra le tipologie “ad acqua fluente” e “di regolazione”) e sono dislocate lungo l'intero arco dell'Appennino Ligure.

## **Lettera agli azionisti**

Signori Azionisti,

l'anno appena concluso ha visto la Vostra società raggiungere e superare tutti gli obiettivi industriali ed economico-finanziari prefissati nonostante il contesto esterno estremamente difficile. Ricordiamo infatti che l'anno è stato caratterizzato da una crisi che ha investito i mercati finanziari dal mese di settembre causando un brusco rallentamento dell'economia con un conseguente calo della domanda di energia e del relativo prezzo. L'anno è stato altresì caratterizzato dalle forti oscillazioni delle commodities, da alti tassi d'interesse che solo nell'ultimo trimestre hanno cominciato una discesa e dalla maggiore concorrenza.

Inoltre ricordiamo che con il Decreto Legge n° 112 è stata istituita la Robin Tax i cui effetti sono stati recepiti nel bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione.

Nonostante questo scenario, abbiamo aumentato la produzione di energia per 1,1 TWh ed aumentato le vendite d'energia per 2,1 TWh, abbiamo conseguito un utile netto di oltre 100 milioni di euro pari a 1,1 euro per azione, realizzato un flusso di cassa netto da attività d'esercizio pari 295,8 milioni di euro che ci ha consentito di distribuire un dividendo di 100 milioni di euro, autofinanziare gli investimenti dell'anno e ridurre l'indebitamento finanziario netto per 111 milioni di euro. Riteniamo che la Vostra azienda possa aver raggiunto questi livelli di crescita e rendimento grazie alla professionalità delle risorse umane, agli asset tecnologici, alla flessibilità degli impianti ed alla capacità di adeguare la produzione alle opportunità di mercato che ci permetteranno di raggiungere i più elevati standard del settore in cui operiamo.

I volumi di energia prodotti sono stati pari a 12.580 GWh aumentati di 1.052 GWh grazie al beneficio dell'entrata in marcia del nuovo impianto CCGT di Vado Ligure alla fine del 2007 con una produzione di energia pari a 2.662 GWh. Questo effetto è stato mitigato dall'evento accidentale sull'unità 3 a

carbone di Vado Ligure avvenuto a fine 2007 che ha reso parzialmente disponibile l'impianto i primi mesi dell'anno, dalla minore disponibilità programmata sulle unità 5 e 6 di Torrevaldaliga a seguito delle HGPI (Hot Gas Path Inspection) effettuate nel corso 2008 e dalla minore disponibilità accidentale sull'unità 4 di Vado Ligure prevalentemente a seguito della fermata nella seconda metà di ottobre e nella prima metà di novembre per una perdita idrogeno dalle tenute alternatore.

Nel corso del 2008 Tirreno Power ha realizzato investimenti complessivi per 84,4 milioni di euro, di cui 57,9 milioni di euro connessi al Piano di repowering, 11,3 milioni di euro per manutenzioni cicliche capitalizzate e 15,2 milioni di euro per prescrizioni ambientali, ricambi e dotazioni. In particolare nel corso dell'anno si è raggiunto l'importante obiettivo del primo parallelo dell'intera linea d'asse turbina a gas e turbina a vapore della Centrale a ciclo combinato di Napoli. Sono inoltre proseguiti i lavori di completamento e di adeguamento alle prescrizioni riportate sul Decreto Ministeriale di autorizzazione alla riconversione a ciclo combinato da 780 MW dell'unità 5 della Centrale di Vado Ligure.

I ricavi delle vendite sono aumentati del 39% attestandosi a 1.509 milioni di euro ed il risultato operativo è pari a 249,8 milioni di euro, aumentato del 32% rispetto all'anno precedente. Il risultato netto si attesta a 100,5 milioni di euro sostanzialmente in linea con quello dell'anno precedente anche se l'anno è stato caratterizzato da un aumento medio dell'euribor a sei mesi dell'8,8% rispetto al 2007 e dall'introduzione della Robin Tax che ha comportato sia l'incremento delle imposte correnti che l'adeguamento delle imposte differite accantonate a tutto il 31 dicembre 2007.

Al fine di proseguire gli sforzi sulla strategia di rafforzamento e crescita della società, dal punto di vista organizzativo è stata istituita la figura di Vice

Direttore Generale che ha il precipuo compito di dare maggiore impulso alle attività di sviluppo della società.

Le attese per il 2009 sono strettamente correlate alla fase recessiva che porterà un calo del PIL del 2% nella zona euro come anche in Italia. Questo scenario avrà un forte impatto sulla domanda e quindi sul prezzo dell'energia e sui margini; la Vostra azienda sta valutando e implementando quelle azioni volte a ridurre questi effetti, ottimizzare la struttura organizzativa e cercando nuove opportunità diversificando i mercati di vendita affacciandosi anche su quelli europei.



**RELAZIONE  
SULLA GESTIONE**

## Anno 2008: Eventi di rilievo

- L'unità 4 di Torrevaldaliga è stata interessata dagli effetti del Decreto Legge 25 gennaio 2006, n. 19 (convertito in Legge 8 marzo 2006, n. 108), recante "Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale" che aveva come obiettivo la riduzione dei consumi di gas naturale durante il periodo di crisi ed il contestuale mantenimento della sicurezza delle forniture energetiche per il Paese. Per effetto di tale normativa, nel primo trimestre 2006 l'unità ha prodotto utilizzando olio combustibile, in veste di impianto *must-run* ovvero essenziale per la sicurezza del sistema.  
Nel corso del 2008 l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (di seguito: Autorità) ha liquidato a Tirreno Power la somma di 4,2 M.ni come reintegrazione dei maggiori costi. L'importo non è ancora stato incassato.
- L'Autorità ha determinato pari a circa 18,1 M.ni il corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per i gruppi 2 e 3 della Centrale di Napoli (dichiarati *must run*, ovvero essenziali per la sicurezza del sistema) per l'anno 2006. L'importo è stato incassato nel mese di agosto.
- Il 29 febbraio 2008 il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministro dello Sviluppo Economico hanno approvato la Decisione di assegnazione delle quote di CO2 per il periodo 2008-2012.
- A fine giugno, Il decreto legge 112/08 (convertito in legge 6.8.2008, n. 133) ha previsto una maggiorazione dell'imposta sul reddito delle società (c.d. Robin Tax) a carico dei soggetti che nel periodo d'imposta precedente abbiano conseguito un volume di ricavi superiore ad un determinato ammontare (25 milioni di euro) e che operino in alcuni settori economici, incluso quello della produzione e commercializzazione di energia elettrica.

- In data 3 aprile 2008 l'Assemblea degli Azionisti ha approvato la distribuzione di un dividendo pari a complessivi 100,2 M.ni, interamente pagato nel corso del 2008.
- E' stato interamente rimborsato il debito subordinato verso gli Azionisti. Il rimborso, pari a 85,0 M.ni, è avvenuto in due tranches, rispettivamente il 30 maggio e il 30 giugno 2008.
- Nell'ambito del piano di Repowering, è stato effettuato il primo parallelo del turbogas (ottobre) e della turbina a vapore (novembre) della nuova unità a ciclo combinato NA4.
- Nel corso dell'anno sono stati incassati il credito IVA dell'anno 2004 (circa 9,8 M.ni) ed il credito IVA del III trimestre 2007 (circa 13,0 M.ni).
- Nella seconda metà di dicembre 2007 è occorsa un'avaria elettrica al trasformatore principale dell'unità 3 di Vado Ligure che è stata riavviata a carico ridotto a metà febbraio 2008. Il ripristino della piena esercibilità dell'unità è stato possibile, a valle dell'installazione del secondo trasformatore, nei primi giorni di aprile 2008. Per tale sinistro è stato ad oggi liquidato un rimborso assicurativo di 8,0 M.ni dei quali 5,5 M.ni già incassati.
- Nel mese di novembre, la Commissione VIA ha dato parere favorevole alla Valutazione di Impatto Ambientale correlato al progetto per la realizzazione di una nuova unità a carbone per una potenza nominale di circa 460 MW presso la Centrale di Vado Ligure.

## Focus sui risultati

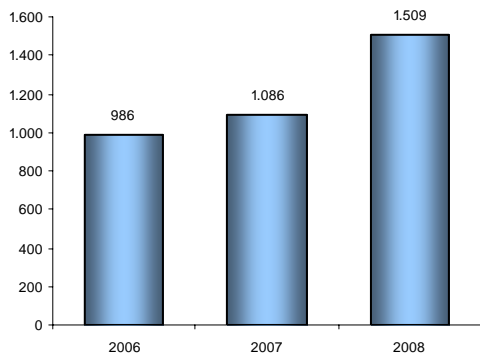
Allo scopo di illustrare i risultati economici della Società e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, le tabelle che seguono riportano alcuni "Indicatori alternativi di performance" che il management ritiene maggiormente rappresentativi dei risultati economici e finanziari e che sono contenuti in schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai principi contabili internazionali adottati dalla Società e contenuti nel bilancio.

Nel paragrafo "andamento della gestione dell'esercizio" si forniscono i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b. I dati, laddove non diversamente specificato, sono desumibili direttamente dai prospetti di bilancio.

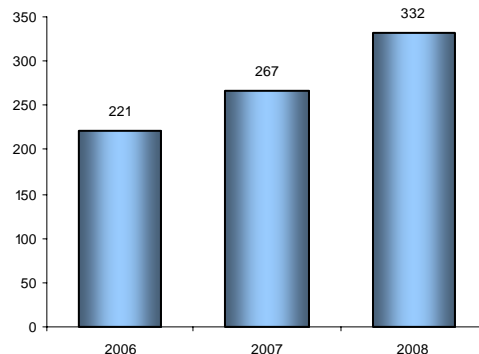
	31.12.2008	31.12.2007	Variazione %
<b>Dati economici (milioni di euro)</b>			
Ricavi totali	1.508,9	1.085,8	39,0%
-di cui ricavi da vendita di energia	1.493,9	1.077,7	38,6%
Margine Operativo Lordo	331,9	266,7	24,4%
EBITDA (include derivati su commodity)	323,0	254,1	27,1%
Risultato operativo	249,8	189,3	32,0%
Utile netto del periodo	100,5	102,0	-1,5%
<b>Dati patrimoniali e finanziari (milioni di euro)</b>			
Investimenti in immobilizzazioni	84,4	190,7	-55,7%
Flusso monetario da attività di esercizio	295,8	173,0	71,0%
Patrimonio netto	398,3	409,4	-2,7%
Capitale investito netto	1.295,9	1.417,8	-8,6%
Indebitamento Finanziario Netto	897,7	1.008,5	-11,0%
-di cui debiti finanziari Vs/controllanti		85,0	-100,0%
Indebitamento Finanziario Nettot/Patrimonio netto	2,3	2,5	-8,0%
<b>Dati operativi</b>			
Energia venduta (GWh)	14.747	12.630	16,8%
Energia immessa (GWh)	12.580	11.528	9,1%
Dipendenti (unità)	617	607	1,6%
Energia venduta per dipendente (GWh/unità)	23,9	20,8	14,9%
<b>Indicatori economico/finanziari</b>			
Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh)	101,3	85,3	18,8%
ROS (Return on Sales)	16,6%	17,4%	-4,9%
ROI (Return on Investment)	18,4%	14,0%	31,5%
ROE (Return on Equity)	24,9%	28,6%	-13,0%
Rendimento dell'Equity	73,5%	74,6%	-1,4%
Incidenza Oneri Finanziari su Ricavi totali	3,7%	4,7%	-21,3%
<b>Indicatori di mercato (medie annuali)</b>			
Prezzo del greggio Brent (\$/bll) (fonte "Platt's World Crude Table")	96,99	72,52	33,7%
Prezzo del carbone (\$/t CIF) (fonte TFS)	147,21	88,52	66,3%
Cambio dollaro USA per euro (fonte UIC)	1,4706	1,3705	7,3%
Euribor a sei mesi 365 (fonte il Sole24ore)	4,80%	4,41%	8,8%

## Sintesi dell'andamento della Società

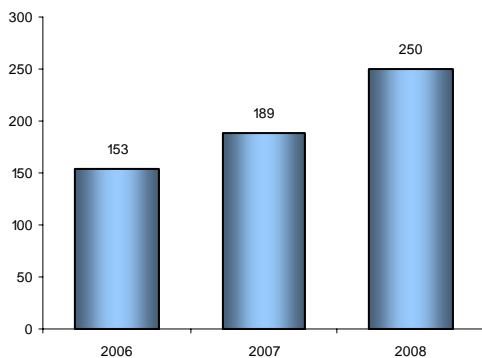
### Ricavi



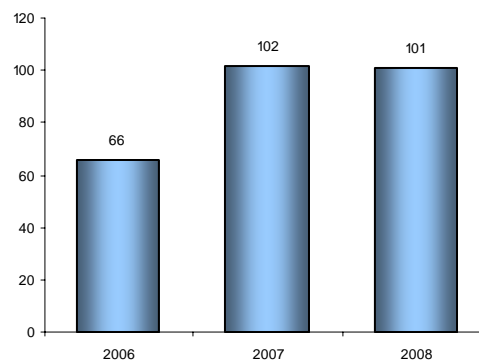
### Margine operativo lordo



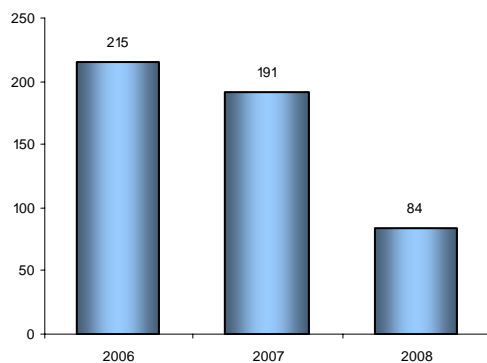
### Risultato operativo



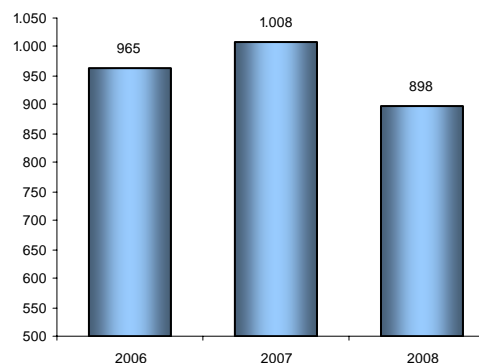
### Risultato netto



### Investimenti



### Indebitamento finanziario netto



## **Scenario macroeconomico**

Il 2008 è stato l'anno in cui la crisi immobiliare si è tradotta, con lo scoppio della bolla sui mutui *subprime*, in una vera e propria crisi finanziaria esplicando i suoi effetti prima sul sistema finanziario e successivamente su quello economico. Nel mese di settembre il quadro economico è mutato in maniera drammatica anche a causa dello shock sulle *commodities* e dal crollo della fiducia nei mercati finanziari dopo il fallimento della Lehman: le principali economie europea come Germania, Francia ed Italia sono entrate tecnicamente in recessione, registrando negli ultimi due trimestri dell'anno tassi di crescita negativi e risentendo soprattutto della penalizzazione degli investimenti, consumi ed esportazioni nette.

Per il 2009 è atteso un calo del Pil sia negli Usa (-1,6%), sia in area Euro (-2,0%) sia in Giappone (-0,9%). Si tratta di uno scenario che tiene conto della possibilità per il 2009 di un calo del commercio internazionale così come stimato dalla banca mondiale nell'ordine del 2,1%, per la prima volta dal 1982. La stessa banca mondiale ha fissato la stima di crescita del Pil mondiale allo 0,9% dal 2,5% del 2008. Allo stesso tempo lo scenario del 2009 contempla una fase deflattiva nelle aree prima citate, con un'intensità ed una durata particolarmente accentuate negli Usa.

In area Euro le attese sono per la continuazione della fase recessiva la cui inversione potrebbe più verosimilmente verificarsi nel 2010, quindi più lentamente rispetto agli USA per la maggiore difficoltà a trovare soluzioni effettivamente coordinate tra i vari paesi. E' prevista quindi la continuazione del trend primario calante dei tassi anche in area Euro.

Nel 2009 il Giappone potrebbe trovarsi a fronteggiare un periodo di recessione e di deflazione. Il 2009 potrebbe essere un anno di sensibile ridimensionamento della crescita anche per la Cina. Ci si attende una politica espansiva per contrastare il brusco rallentamento della crescita sia con misure fiscali sia con la politica monetaria tagliando i tassi in modo aggressivo. Il

2008 è stato caratterizzato da un forte deterioramento della crescita che ha interessato soprattutto gli ultimi mesi dell'anno.

Con riferimento alle materie prime, il 2008 è stato uno dei peggiori anni nonostante fino alla prima metà dell'anno il comparto avesse attirato l'attenzione degli investitori.

Nel corso del 2008 il greggio Wti (-55%) è stato al centro dell'attenzione. L'11 luglio 2008 ha raggiunto il record storico a 147,27 \$/barile. Gli investitori si sono concentrati sul lato dell'offerta focalizzandosi sui timori di produzione insufficiente nei paesi non-Opec a causa dei mancati investimenti degli ultimi anni in infrastrutture, complici anche i report di alcuni importanti broker internazionali che prevedevano target a 200 \$. In quel momento si riteneva che la domanda rimanesse forte poiché i mercati emergenti erano più maturi rispetto al passato e meno sensibili alla recessione Usa. A partire dall'estate però la situazione è cambiata: si è assistito ad un marcato deterioramento del credito con gli investitori che sono stati costretti a vendere gli asset più liquidi (il petrolio era uno di questi) ed al tempo stesso gli operatori hanno cominciato a scontare lo scenario di recessione negli Usa, in Europa ed il forte rallentamento dei mercati emergenti. La domanda è stata rivista continuamente al ribasso dalle principali agenzie di studio del settore e dall'Opec che nell'ultimo report di dicembre prevedeva per il 2008 un calo della richiesta del proprio greggio dello 0,7% a/a. Alla luce di ciò, con due tagli nell'ultimo trimestre (ad ottobre ed a dicembre), l'Opec ha ridotto la produzione di 4,2 Mln b/g rispetto alla quota di settembre (29,045 Mln b/g). Il taglio non ha avuto effetto sui prezzi che sono calati ai minimi da circa 4 anni e mezzo. Gli analisti ritengono che le quotazioni possano tornare a salire in modo marcato solamente nel lungo periodo poiché gli attuali bassi livelli di prezzo stanno rinviando i necessari investimenti.

Sul fronte valutario, il 2008 ha evidenziato una prima parte dell'anno caratterizzata da un marcato deprezzamento nominale del Dollaro vs. Euro,

parallelamente anche al forte rialzo del prezzo delle materie prime, in particolare del greggio. Successivamente si è sviluppato un marcato processo di apprezzamento del biglietto verde causato dal processo di rimpatrio di capitali negli Usa e dalla percezione di un rapido ridimensionamento del differenziale dei tassi, nel momento in cui anche la Bce ha iniziato ad implementare tagli del tasso di riferimento. La prima parte del 2009 potrebbe essere interessata da un tendenziale apprezzamento del Dollaro in conseguenza delle maggiori difficoltà tra governi che potrebbero emergere in area Euro. Nella seconda parte dell'anno si potrebbe assistere alla ripresa del trend di deprezzamento del Dollaro come conseguenza del forte peggioramento dei conti pubblici Usa.

Sul fronte tassi di mercato così come la Fed ha proceduto a ridurre il tasso di riferimento (dal 4,25% di inizio anno all'attuale 0-0,25%) moltiplicando le diverse modalità di iniezione della liquidità nel sistema anche la BCE ha provveduto a tagliare il tasso di riferimento portandolo nel mese di dicembre a 2,5% mentre i vari governi dell'area euro hanno varato diverse misure a sostegno del sistema bancario e dell'economia, come l'introduzione di garanzie governative sui depositi e sulle emissioni bancarie, nonché finanziamenti atti a stimolare gli investimenti nelle infrastrutture, nel settore dell'energia pulita e delle piccole e medie imprese. L'attesa è per la prosecuzione del trend dei tassi calante anche nel 2009 e ulteriori tagli da parte della BCE sono previsti nel primo trimestre (*fonte MPS Capital Service*).

## **Scenario di riferimento**

### ***Produzione e domanda di energia elettrica in Italia – posizionamento competitivo di Tirreno Power***

Nell'anno 2008 la domanda complessiva di energia elettrica in Italia è stata pari a 337,6 TWh, con una diminuzione dello 0,7% (-2,2 TWh) rispetto all'anno precedente.

I primi mesi dell'anno, in controtendenza, sono stati caratterizzati da un leggero aumento del fabbisogno che ha avuto, però, nei mesi seguenti un andamento alterno rispetto all'anno precedente. Nell'ultima parte dell'anno invece si è assistito ad un accelerarsi della tendenza alla contrazione del fabbisogno avendo registrato, sia in novembre che in dicembre, riduzioni dell'ordine del 7%.

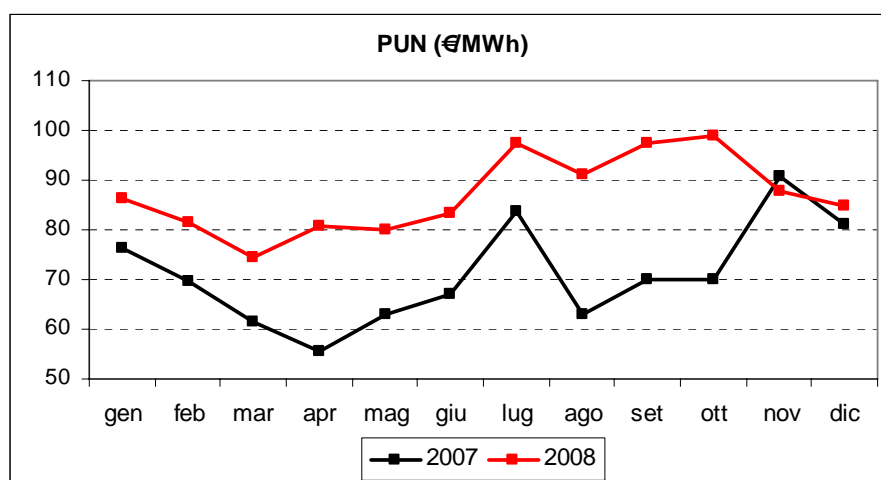
Da segnalare il buon incremento della produzione idroelettrica (+18,3%) e di quella eolica (+62,9% pari a +2,6 TWh) che hanno comportato una riduzione della produzione termoelettrica pari al 2,1%. Tale tendenza è stata mitigata dalla forte riduzione del saldo netto in import, -14,5% pari a circa 6,7 TWh, in funzione degli elevati prezzi formatisi, in alcune parti di anno, sui mercati esteri (*fonte: rapporti su dati di esercizio Terna*).

In base alle elaborazioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, Tirreno Power si posiziona al sesto posto tra i principali operatori nel mercato della generazione di energia elettrica nel 2007 con una quota di mercato, riferita alla produzione nazionale lorda, del 3,9% a fronte del 4,0% del 2006. Uguale posizionamento, ma con quota di mercato per il 2007 elevata al 4,8% in salita dal 4,6% del 2006, è attribuito a Tirreno Power con riferimento al contributo dei principali operatori alla generazione termoelettrica da gas naturale (*fonte: "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas del 10 luglio 2008*).

### **Andamento dei prezzi di vendita energia**

Nel 2008 il prezzo medio dell'energia in Borsa è stato pari a 86,99 €/MWh, con un aumento del 22,5% rispetto al valore di 70,98 €/MWh del 2007 (fonte GME).

L'andamento dei prezzi è caratterizzato dalla presenza, a partire dal mese di agosto, di un elevato differenziale di prezzo che si annulla rapidamente nel mese di novembre. Tale andamento può essere messo in relazione alla fase di salita del prezzo delle commodities, iniziata l'anno precedente e terminata bruscamente dopo l'estate.



### **I mercati dei prodotti energetici**

Nel corso del 2008, il prezzo del petrolio greggio Brent (ARA Spot Average), che influenza significativamente il costo unitario dei combustibili liquidi e gassosi acquistati dalla Società, ha fatto registrare valori medi superiori a quelli del 2007, passando da 72,52 \$/barile a 96,99 \$/barile, con una punta di 133,18 \$/barile nel mese di Luglio 2008 (fonti: "Quotidiano Energia / World Crude Table").

Le cause di tale aumento sono da ricondurre a diversi fattori contingenti tra cui: crescita della domanda mondiale soprattutto in estremo oriente (Cina e India su tutti), difficoltà nell'incremento della produzione, lentezza nello sfruttamento di nuovi giacimenti. E' importante sottolineare come, a causa

della grave crisi finanziaria mondiale del 2° semestre del 2008, nell'ultima parte dell'anno le quotazioni del Brent così come la maggioranza delle commodity energetiche sono risultate notevolmente inferiori alle previsioni dei primi mesi del 2008 registrando pesanti diminuzioni di valore.

Il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha registrato un netto rialzo rispetto all'anno precedente, passando da 372,41 \$/ton del 2007 a 529,84 \$/ton nel corso del 2008, registrando il valore più elevato pari a 758,74 \$/ton nel mese di Luglio 2008 (*indice "Platt's" costo comprensivo di assicurazione e nolo per l'area del Mediterraneo "HIGH CIF Med Genoa-Lavera"*).

Il prezzo medio del carbone ha registrato un incremento rispetto al 2007 passando dagli 88,52 \$/ton ai 147,21 \$/ton del 2008, oscillando tra gli 81,02 \$/ton di Dicembre 2008 e i 210,39 \$/ton di Luglio 2008. (*fonte: "Argus McCloskey's Coal Price Index Report" indice API#2 Northwest Europe Cif ARA*).

Il cambio medio del dollaro statunitense rispetto all'euro nel corso del 2008 è stato pari a 1,4706, riportando anch'esso un aumento (+7,3%) rispetto a quello dello stesso periodo del 2007 (*fonte: Ufficio Italiano Cambi*).

## **Quadro normativo e regolatorio**

### ***Reintegrazioni attese per via amministrativa di costi sostenuti***

#### ***a) Riconoscimento maggiori oneri connessi all'emergenza gas 2006***

A seguito della crisi del sistema di approvvigionamento del gas naturale registratasi nel primo trimestre 2006, è stato emanato il Decreto Legge 25 gennaio 2006, n. 19 (convertito in Legge 8 marzo 2006, n. 108), recante "*Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale*" che aveva come obiettivo la riduzione dei consumi di gas naturale durante il periodo di crisi ed il contestuale mantenimento della sicurezza delle forniture energetiche per il Paese. Tra l'altro, tale normativa ha definito alcune misure per aumentare la disponibilità di capacità termoelettrica nazionale alimentata ad

olio combustibile attribuendo a Terna il potere di utilizzare gli impianti ad olio come unità essenziali per la sicurezza del sistema.

Per quanto riguarda Tirreno Power, è stato interessato dagli effetti di tali norme il gruppo di Torrevaldaliga 4 e, pertanto, tale unità ha effettuato la produzione durante il periodo di emergenza utilizzando olio combustibile.

Come previsto dalla Legge 108, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (di seguito: Autorità) ha stabilito, con la delibera 178/06, il criterio per il rimborso dei maggiori oneri sostenuti dagli operatori i cui impianti sono stati soggetti al regime di emergenza. Tale disciplina ha determinato, a seguito dell'istruttoria condotta dall'Autorità, l'emanazione della delibera ARG/elt 108/08 che liquida a Tirreno Power la somma di 4.185.177,38 euro come reintegrazione dei maggiori costi sostenuti. La successiva delibera ARG/gas 133/08 ha stabilito i meccanismi per attuare il reperimento delle risorse utili al rimborso dei produttori sottoposti alla disciplina emergenziale ed ha dato mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per l'effettuazione dei pagamenti.

Concluse le verifiche di prassi, la Cassa corrisponderà la somma dovuta la cui erogazione è attesa nel primo semestre del prossimo esercizio.

#### ***b) Unità essenziali alla sicurezza del sistema***

Per l'anno 2006 Terna aveva dichiarato entrambe le unità della Centrale di Napoli necessarie alla copertura del fabbisogno della regione Campania. A seguito del procedimento per la quantificazione dei costi, lo scorso 1 luglio l'Autorità ha quantificato l'entità dei rimborsi dovuti alla Tirreno Power per il servizio reso: la delibera ARG/elt 88/08, emessa in tale data, ha stabilito una reintegrazione complessiva per le due unità pari a 18,12 milioni di euro

#### ***c) Certificati Verdi per forniture al vincolato 2004***

Si è attualmente in attesa del completamento della procedura di liquidazione, a cura dell'Autorità, del dovuto rimborso per gli oneri derivanti dai certificati verdi per le forniture al mercato vincolato inerenti il primo trimestre dell'anno 2004. Sul tema si rammenta che Tirreno Power aveva promosso ricorso avverso la comunicazione dell'Autorità che riteneva non dovuto tale

pagamento, ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. n. 79/99: tale ricorso è stato accolto dal T.A.R. Lombardia con sentenza 2300/07 resasi definitiva nell'ottobre del 2007.

Tenuto conto dell'indeterminatezza del valore di rimborso ed in ossequio al principio della prudenza, solo al momento della formalizzazione da parte dell'Autorità dell'entità dei rimborsi dovuti a Tirreno Power sarà possibile contabilizzare i relativi ricavi.

### ***Proposta di Terna di suddivisione della zona Nord della RTN***

All'inizio di aprile, Terna ha posto in consultazione una modifica del Codice di Rete (allegato A24) che proponeva, tra le altre cose, la suddivisione dell'attuale zona Nord del mercato elettrico in due zone, Nord Est e Nord Ovest: le motivazioni addotte per tale intervento erano legate all'atteso incremento, nei prossimi anni, delle congestioni all'interno dell'attuale zona Nord.

In data 1 luglio, l'Autorità ha emanato il documento di consultazione 24/08 con il quale proponeva la separazione della zona a partire dal 2009 e per i due anni successivi. A seguito dell'istruttoria condotta, l'Autorità ha però deciso, con delibera ARG/elt 116/08, di non accogliere la parte della proposta di Terna di revisione dell'Allegato A24 relativa alla zona Nord mantenendo il preesistente assetto di aggregazione dei nodi dell'area (è stata invece approvata la diversa allocazione dei nodi della rete alle zone corrispondenti alle regioni meridionali). Nell'articolato della delibera, l'Autorità ha richiesto un approfondimento dell'istruttoria a Terna che, entro il prossimo giugno, è chiamata a presentare alcune informazioni (tra cui lo stato di avanzamento degli investimenti per la risoluzione della congestione) e a formulare una nuova ipotesi per la zona Nord per il periodo 2010-2011; a seconda dei risultati della nuova istruttoria condotta, tale proposta potrà nuovamente contemplare la suddivisione della zona.

***Istituzione di aste per l'approvvigionamento a termine di risorse per il servizio di dispacciamento***

Le procedure concorsuali per l'approvvigionamento a termine di risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento, varate dal Gestore nel 2007 a seguito della delibera dell'Autorità 130/07, sono state rinnovate anche per l'anno 2008 e hanno riguardato servizi resi su base trimestrale (prodotti di riserva di potenza attiva e di riserva reattiva).

***Sistema "Emission Trading": decisione di assegnazione di quote 2008-2012***

Il 29 febbraio 2008 il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e il Ministro dello Sviluppo Economico hanno approvato la Decisione di assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012. La Decisione è stata notificata alla Commissione Europea per un controllo di conformità con la Decisione della Commissione del 15/05/2007. Nel Supplemento Ordinario n. 275 alla Gazzetta Ufficiale n. 291 del 13 dicembre 2008 sono stati pubblicati sia il Decreto di approvazione della proposta di assegnazione delle quote CO<sub>2</sub>, sia la Deliberazione del 27 novembre 2008 del Comitato per l'attuazione e la gestione della Direttiva 2003/87/CE con la quale si dà esecuzione alla richiamata Decisione di assegnazione. A Tirreno Power sono stati assegnati i seguenti quantitativi di quote:

<b>Assegnazioni PNA 29 febbraio 2008 (tCO<sub>2</sub>)</b>					
	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Tirreno Power	5.228.228	4.922.490	4.645.864	4.375.538	4.122.519

Tali volumi non comprendono le allocazioni per i gruppi di Vado Ligure 5 e Napoli 4 che, in quanto considerati entrambi nuovi entranti nel periodo, possono attingere alla riserva appositamente prevista per tali impianti.

***Maggiorazione d'imposta c.d. "Robin Tax" e vigilanza dell'Autorità in merito***

A fine giugno, Il decreto legge 112/08 (convertito in legge 6.8.2008, n. 133) ha previsto una maggiorazione dell'imposta sul reddito delle società (c.d. Robin Tax) a carico dei soggetti che nel periodo d'imposta precedente abbiano conseguito un volume di ricavi superiore ad un determinato ammontare (25 milioni di euro) e che operino in alcuni settori economici, incluso quello della produzione e commercializzazione di energia elettrica (art. 81, comma 16).

Lo stesso decreto 112/08 ha anche posto l'esplicito divieto, per gli operatori gravati dalla suddetta maggiorazione, di "traslare l'onere della maggiorazione d'imposta sui prezzi al consumo" e ha affidato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas il compito di vigilare sulla puntuale osservanza di tale divieto.

Nei primi giorni di luglio, in attuazione di quanto stabilito dal decreto suddetto, l'Autorità ha emanato la delibera ARG/com 91/08. Con questo atto è stato imposto alle imprese che si trovano nelle condizioni individuate dal decreto di trasmettere all'Autorità entro il 31 luglio 2008, pena l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, una serie di documenti di natura contabile ed economica. Con la stessa delibera, l'Autorità ha anche stabilito le linee per la sua attività di vigilanza in merito e ha preannunciato l'emanazione di successivi provvedimenti intesi a definirne la disciplina organica. Avverso la delibera ARG/com 91/08, Tirreno Power ha proposto ricorso al T.A.R. Lombardia non condividendo i criteri alla base del modello di vigilanza adottato.

A seguito di un processo di consultazione pubblica, l'Autorità ha emanato la successiva delibera VIS 109/08 con la quale ha stabilito di basare la sua attività di vigilanza su due livelli di approfondimento sequenziali e ha fissato i criteri relativi al primo dei due (basato su una verifica semestrale di costi e ricavi generati per prodotto offerto). La stessa delibera ha definito le informazioni e i documenti che gli operatori dovranno inviare all'Autorità con

cadenza regolare. Valutati i contenuti del provvedimento, Tirreno Power proporrà ricorso al T.A.R. Lombardia avverso tale delibera da valere anche come motivi aggiunti all'impugnazione della precedente delibera ARG/com 91/08 in materia di vigilanza per Robin Tax.

***Riforma del mercato elettrico prevista dal c.d. Decreto Legge Anticrisi***

A fine novembre, il Governo ha emanato il Decreto Legge n. 185 del 29/11/2008 (recante "*Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale*") che prevede, tra le altre cose, una serie di innovazioni incidenti sul funzionamento del mercato elettrico. Tra i contenuti dell'articolo 3 relativi a tale ambito, nella versione del Decreto approvata dalle Commissioni Parlamentari, si prevedono le seguenti riforme:

- E' stabilita l'istituzione di un mercato infragiornaliero dell'energia con contrattazione continua integrato con il MSD ed in sostituzione dell'attuale mercato di aggiustamento.

- Per il MSD, si prevede una riforma del funzionamento in base a criteri di trasparenza ed efficienza economica nella selezione delle risorse da attuarsi con criterio di merito economico. Viene, inoltre, promossa l'incentivazione della riduzione dei costi sopportati dal Gestore anche attraverso la contrattazione a termine dei servizi resi. E' infine stabilito che, in particolari situazioni di congestioni di rete o di pericolo per la sicurezza del sistema, siano previsti possibili interventi da parte dell'Autorità che può dichiarare essenziali per la fornitura dei servizi di dispacciamento alcuni impianti puntualmente individuati (meccanismo *must run* con equa remunerazione per il produttore).

- Per il MGP è stabilito il riesame del meccanismo di formulazione del prezzo dell'energia da definirsi in base a criterio di merito economico (tale revisione è da attuarsi a valle delle modifiche inerenti il mercato infragiornaliero e la sua integrazione con il MSD).

- Fatti salvi casi regolati dalle Autorità, si prevede la pubblicazione da parte del GME delle offerte presentate su MGP entro 7 giorni e dei dati sulle indisponibilità delle reti e degli impianti con cadenza mensile.
- Viene promosso l'ampliamento dei mercati a termine fisici e finanziari dell'energia con lo sviluppo di nuovi prodotti, anche di lungo termine.
- E' stabilito che entro 24 mesi il MSE, su proposta di Terna, possa suddividere la Rete di Trasmissione Nazionale in non più di tre macrozone.
- Viene prevista la possibilità per il MSE, sentita l'Autorità, di intervenire con misure temporanee per la promozione della concorrenza in zone dove si possano riscontrare comportamenti anomali dei mercati.

### ***Richieste di Enel Distribuzione in merito agli eventi correlati al black-out 2003***

Nel corso del 2008, Enel Distribuzione ha inviato ai produttori coinvolti negli eventi del *black out* 2003 (oltre che a Swissgrid/Etrans e al GSE) una richiesta di rimborso degli oneri da essa sostenuti per effetto dei numerosi giudizi (circa 100.000) intentati dai propri clienti, tendenti ad ottenere il risarcimento dei danni subiti a causa dell'interruzione del servizio occorsa. A seguito di tale richiesta, il GSE ha dichiarato la propria estraneità rispetto agli eventi riferibili al *black out* del 2003 ed ha formalizzato una richiesta di risarcimento nei confronti dei produttori e a Swissgrid/Etrans nel caso di esborsi o danni eventualmente insorti relativamente alla vicenda.

In novembre, Tirreno Power ha respinto entrambe le richieste escludendo ogni sua responsabilità in merito all'interruzione delle forniture elettriche verificatasi in quell'occasione, essendosi essa pienamente attenuta alle regole dirette a garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Come noto, l'Autorità aveva chiuso nel 2007 (delibera 165/07) l'istruttoria promossa a seguito del *black-out* del settembre 2003, al fine di accertare possibili violazioni di alcune regole tecniche di connessione da parte dei principali produttori con impianti in servizio all'atto degli eventi occorsi (cfr. del.AEEG 152/04). Per quanto attiene Tirreno Power, in base all'analisi delle

memorie fornite agli uffici dell'AEEG circa gli adempimenti effettuati a seguito dell'interruzione del servizio, l'Autorità aveva concluso che non fosse necessaria l'adozione di prescrizioni.

***Approvazione del pacchetto clima-energia dell'Unione Europea: obiettivo 20-20-20***

A conclusione dell'iter legislativo iniziato nel 2007 con le proposte della Commissione, il Parlamento Europeo ha approvato il c.d. pacchetto clima-energia finalizzato al raggiungimento gli obiettivi che l'Unione Europea si è imposta per il 2020: ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili (c.d. obiettivo 20-20-20). Il pacchetto si compone di sei direttive che sono state adottate con procedura di codecisione tra Parlamento e Consiglio: tra questi provvedimenti si segnalano di seguito quelli che determinano influenze sul settore elettrico.

**Sistema di scambio delle emissioni di gas a effetto serra (ETS)**

La direttiva adottata sul tema mira a perfezionare ed ampliare il sistema comunitario di scambio delle quote di emissione dei gas a effetto serra con l'obiettivo di ridurre le emissioni dei gas serra del 21% nel 2020 rispetto al 2005. A tal fine, a partire dal nuovo periodo di assegnazione (2013) viene previsto un sistema di aste per l'acquisto di quote di emissione i cui introiti saranno destinati al finanziamento di misure di riduzione delle emissioni. Il provvedimento è comunque sottoposto ad una clausola di revisione generale del regime da attuarsi nel 2010.

**Ripartizione degli sforzi per ridurre le emissioni**

La decisione, che tra l'altro mira a ridurre del 10% le emissioni di gas serra prodotte in settori esclusi dal sistema *Emission Trading*, fissa gli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni stabilendo la quota del 13% per l'Italia. La direttiva definisce anche le possibilità di scambio dei diritti di emissione e per l'ottenimento di crediti per progetti realizzati in paesi terzi.

Cattura e stoccaggio geologico del biossido di carbonio

La direttiva istituisce un quadro giuridico per la cattura e stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub> per le centrali elettriche.

Accordo sulle energie rinnovabili

La direttiva stabilisce obiettivi nazionali obbligatori (17% per l'Italia) per garantire che, entro il 2020, una media del 20% del consumo di energia dell'Unione provenga da fonti rinnovabili. E' previsto un riesame delle misure al 2014 che non potrà però modificare gli obiettivi generali.

Il pacchetto si completa di due ulteriori direttive volte alla riduzione della CO<sub>2</sub> nel settore dei trasporti e nel ciclo di vita dei combustibili.

***Nuovo quadro legislativo introdotto dalla Legge Finanziaria 2008 sull'incentivazione alle fonti rinnovabili***

La legge Finanziaria 2008 ha riformato il regime di incentivazione previsto per le fonti rinnovabili. La revisione, che si applica ai nuovi impianti entrati in esercizio, ha previsto l'allungamento a 15 anni della durata dell'incentivazione mediante certificati verdi ed una differenziazione del beneficio per tipologia di fonte utilizzata. Inoltre, essa ha comportato l'istituzione di un sistema quindicennale di tariffe incentivate al quale i detentori di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW possono volontariamente aderire in alternativa al sistema dei certificati verdi.

La stessa legge ha inoltre stabilito le regole per la determinazione del prezzo dei certificati verdi emessi dal GSE e, per il periodo 2007-12, ha fissato un incremento pari 0,75 punti percentuali/anno della quota d'obbligo di immissione di energia prodotta da fonti rinnovabili per produttori e importatori di energia stabilito dall'art. 11 del Decreto Legislativo 16/03/1999 n. 79.

Lo scorso 18 dicembre il Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, ha emanato il decreto che dà attuazione alle disposizioni contenute nella Legge Finanziaria 2008. Tra le altre cose, tale provvedimento istituisce, come misura per garantire la transizione dal vecchio al nuovo regime di incentivazione, la possibilità di sconto presso il GSE dei

certificati verdi rilasciati per le produzioni effettuate entro il 2010 al prezzo medio di mercato del triennio precedente alla richiesta di ritiro.

## **Scenario di produzione**

### ***Produzione impianti***

Il 2008 è stato il primo anno di esercizio commerciale della nuova unità a ciclo combinato VL5, composta da due turbogas e da una turbina a vapore (schema 2+1). Il nuovo impianto ha prodotto 2.662 GWh. Per quanto riguarda le unità a carbone si è registrata una flessione, rispetto al 2007, della produzione di VL3, a causa di un guasto al trasformatore principale occorso nel dicembre 2007. Il 2008 è stato inoltre caratterizzato dall'effettuazione delle fermate programmate dei tre turbogas delle unità TV5 e TV6 di Torrevaldaliga per eseguire la HGPI (Hot Gas Path Inspection), ovvero la manutenzione periodica (ogni 24.000 ore fuoco) delle parti calde della macchina: tali interventi hanno portato ad una minor produzione dei gruppi rispetto al 2007 di circa il 10%. L'unità 4 di Torrevaldaliga ha mantenuto gli stessi livelli di produzione del 2007.

La nuova unità a ciclo combinato della centrale di Napoli (NA4) ha iniziato le attività di commissioning ed effettuato, nell'ambito delle prove di funzionamento, il primo parallelo del turbogas (ottobre) e della turbina a vapore (novembre): la produzione di NA4 nel 2008 è stata pari a 22 GWh.

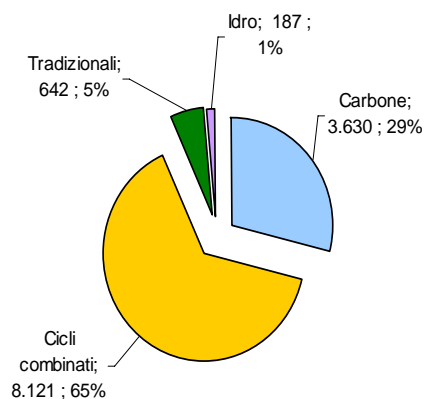
Complessivamente il comparto termoelettrico ha immesso in rete una quantità di energia pari a 12,4 TWh.

Il comparto idroelettrico ha risentito favorevolmente della maggiore idraulicità del periodo che ha comportato un aumento dei volumi immessi passando dai 109 GWh del 2007 a 187 GWh del 2008 (+78 GWh).

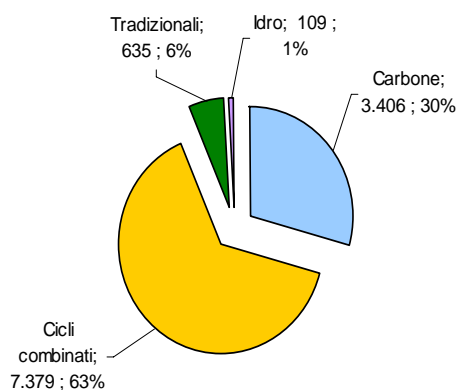
Energia immessa (GWh)	31.12.2008	31.12.2007	Diff.
<b>Per tecnologia</b>			
<b>Carbone</b>	<b>3.630</b>	<b>3.406</b>	<b>224</b>
- VL3	1.769	1.900	(130)
- VL4	1.861	1.506	355
<b>Cicli combinati</b>	<b>8.121</b>	<b>7.379</b>	<b>742</b>
- TV5	3.392	3.823	(431)
- TV6	2.045	2.210	(165)
- VL5	2.662	1.347	1.315
- NA4	22	-	22
<b>Tradizionali</b>	<b>642</b>	<b>635</b>	<b>7</b>
- TV4	642	635	7
<b>Idro</b>	<b>187</b>	<b>109</b>	<b>78</b>
<b>Totale</b>	<b>12.580</b>	<b>11.528</b>	<b>1.051</b>
<b>Per impianto</b>			
Vado Ligure	6.292	4.753	1.540
Torrevaldaliga	6.078	6.667	(589)
Napoli	22	-	22
Genova	187	109	78
<b>Totale</b>	<b>12.580</b>	<b>11.528</b>	<b>1.051</b>

(fonte: Base Dati Aziendale)

Energia Immessa 2008 (GWh)



Energia Immessa 2007 (GWh)



### ***Manutenzione impianti***

Nel corso del 2008 la Società ha effettuato importanti interventi di manutenzione sia programmati che non, al fine di ripristinare la piena efficienza dei propri impianti di Vado Ligure e Torrevaldaliga. Detti interventi, in accordo ai principi contabili IAS/IFRS, sono stati in parte spesati nell'esercizio ed in parte capitalizzati a cespite.

L'Unità 3 a carbone della Centrale Vado Ligure è stata oggetto di un importante intervento volto a ripristinare l'esercibilità del gruppo a valle del guasto occorso a fine dicembre 2007 sul trasformatore principale di unità: l'unità è rientrata in servizio, a potenza ridotta, a metà febbraio. Il riutilizzo in parallelo dei due esistenti trasformatori da 190 MVA della dismessa unità VL2, è risultata essere la soluzione più vantaggiosa. Il ripristino della piena esercibilità dell'unità è stato possibile, a valle dell'installazione del secondo trasformatore, nei primi giorni di aprile 2008.

Sulle unità a ciclo combinato della Centrale Torrevaldaliga sono state effettuate le fermate programmate per l'esecuzione delle Hot Gas Path Inspection dei turbogas A e B (TV5) e C (TV6): in tale occasione il turbogas B è stato oggetto di un intervento atto a eliminare il rischio di contatti tra pale statoriche e rotoriche (fenomeno del rocking).

### ***Danni ad impianti***

Nel corso del 2008 non sono occorsi danni rilevanti alle unità di produzione tranne il già citato fenomeno del rocking sul turbogas B dell'unità TV5, anomalia a cui si è posto rimedio in occasione della HGPI programmata ad Agosto. Si segnalano invece danni di minor rilevanza, occorsi nei mesi di novembre e dicembre 2008, all'Unità 4 di Vado Ligure per perdite di H<sub>2</sub> dall'alternatore e sui canali e condotte degli impianti idroelettrici di Lago e Chiesuola a seguito di avverse condizioni meteorologiche. Per tali danni sono state accantonati complessivamente euro 847 migliaia.

## **Politica Ambientale e Sicurezza**

### **Premessa**

Le linee di politica aziendale di Tirreno Power sono quelle definite nel documento firmato dal Direttore Generale e di seguito riportato.

L'organizzazione della Società ed i comportamenti di tutti i dipendenti si ispirano ai principi contenuti nella politica ambientale. Tale documento è altresì inserito nelle dichiarazioni ambientali dei siti certificati EMAS, che costituiscono lo strumento di conoscenza e diffusione, anche all'esterno, dei comportamenti aziendali in campo ambientale e di sicurezza.

### **La politica ambientale di Tirreno Power**

Tirreno Power considera la tutela dell'ambiente un valore per la propria Società e, pertanto, fin dalla sua costituzione, persegue l'obiettivo di coniugare le esigenze di produzione dell'energia elettrica con la salvaguardia ambientale e del territorio circostante i siti delle proprie centrali termoelettriche e degli impianti idroelettrici.

In linea con l'obiettivo prefissato, Tirreno Power promuove il miglioramento ambientale ed ha sviluppato progetti, per i tre siti termoelettrici di Torrevaldaliga, Vado Ligure e Napoli, che prevedono il ricorso alle migliori tecnologie disponibili. Ciò consente, tra l'altro, il conseguimento di elevati rendimenti degli impianti che permettono le migliori prestazioni anche in termini di contenimento dell'impatto ambientale.

Sempre in attuazione della propria Politica Ambientale, la Società persegue l'obiettivo della registrazione Emas di tutti i siti delle proprie centrali termoelettriche già ottenuta per Vado Ligure e Torrevaldaliga Sud. La Politica Ambientale della Società costituisce il riferimento per le proprie centrali ed il Nucleo idroelettrico in sede di pianificazione delle attività e di gestione degli impianti.

I principi ispiratori della Politica Ambientale, adottata da Tirreno Power, si basano su:

- l'ottimale ricorso alle risorse naturali ed alle materie prime utilizzate per i processi dei cicli produttivi ed il loro corretto impiego;
- il coinvolgimento e la sensibilizzazione del management della società e del personale operativo sulle tematiche ambientali, per accrescerne la cultura su tali aspetti al fine di promuovere comportamenti ed atteggiamenti in linea con gli obiettivi aziendali;
- la ricerca della massima efficacia del sistema di gestione ambientale adottato presso i propri siti;
- il miglioramento continuo degli standard ambientali per i propri Siti certificati Emas;
- la chiarezza e la trasparenza di rapporti con le Autorità, le Istituzioni e la cittadinanza ed il costruttivo confronto con i propri dipendenti e loro rappresentanti, in particolare sulle questioni attinenti l'ambiente.

In definitiva, coerentemente con tali principi, la Direzione di Tirreno Power si prefigge il raggiungimento dei seguenti obiettivi:

- realizzazione dei programmi d'investimenti che privilegino i processi con l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili per la riduzione delle interazioni con l'ambiente ed il territorio;
- prevenzione d'ogni forma d'inquinamento ambientale attraverso l'uso ottimale delle risorse e delle materie prime, l'adozione di idonee procedure tecnico-gestionali, la ricerca della maggiore efficienza energetica, l'ottimizzazione del ciclo dei rifiuti, l'adozione di programmi di verifica e controllo delle emissioni, degli scarichi di acque reflue, ecc;
- promozione d'efficaci azioni ambientali anche nei siti, sedi d'impianti idroelettrici, comprendente la gestione ottimale degli invasi, il rilascio dei deflussi minimi vitali, eventuale semina di avannotti;
- promozione e miglioramento della comunicazione ambientale con la cittadinanza anche al fine di valorizzare l'immagine della Società;

- coinvolgimento dei dipendenti e dei fornitori sulle tematiche ambientali e di sicurezza sul lavoro con azioni sinergiche orientate al miglioramento continuo;
- ricerca delle migliori condizioni di lavoro compreso l'ottimale sistemazione dei luoghi di lavoro presso le proprie sedi lavorative.

### **L'organizzazione**

Il modello organizzativo di Tirreno Power prevede una struttura in staff al Vice Direttore Generale, avente la responsabilità delle problematiche relative ad Ambiente, Sicurezza ed Autorizzazioni.

Le principali responsabilità di tale unità sono:

- Assistere le Direzioni nei rapporti con gli Enti pubblici ed Istituzioni locali per le materie di competenza
- Fornire il riferimento e garantire l'applicazione della normativa in materia di ambiente, sicurezza ed igiene del lavoro
- Svolgere attività di supervisione nei sistemi di qualità ambientale e di sicurezza (EMAS, OHSAS)
- Coordinare le attività relative alla valutazione di impatto ambientale ed alla caratterizzazione dei siti produttivi
- Coordinare le attività del servizio sanitario aziendale

Tale struttura si interfaccia e coordina funzionalmente le strutture dedicate all'ambiente e sicurezza previste negli organigramma dei siti produttivi.

### **Gli strumenti**

I principali strumenti utilizzati per l'attuazione della politica ambientale della società sono:

- *I sistemi di gestione ambientale*

Tirreno Power persegue l'obiettivo della adozione di standard internazionali di certificazione ambientale dei propri siti produttivi; in particolare è stata già scelta la registrazione EMAS (Eco Management and Audit Scheme), che è riconosciuta come la più prestigiosa in campo europeo.

Tale registrazione è stata già ottenuta e confermata per il 2008, per i siti produttivi di Vado Ligure e Torrevaldaliga; nel corso del 2008 sono state avviate le azioni per la registrazione del sito di Napoli, che si prevede di ottenere entro il 2009. Pertanto il 100% della potenza termoelettrica installata sarà registrata EMAS.

E' obiettivo della Società avviare l'iter per la registrazione EMAS del Nucleo Idroelettrico di Genova, pur tenendo presente la complessità di tale percorso dovuta alla dislocazione degli impianti sul territorio; si procederà infine a richiedere la registrazione dell'intera organizzazione societaria.

- *La formazione e l'informazione*

Le attività di formazione ambientale costituiscono elementi qualificanti per accrescere le competenze e le professionalità di tutto il personale di Tirreno Power.

Nel 2008 sono state svolte attività di formazione del personale su tematiche ambientali per circa 500 ore, inoltre il personale di staff partecipa a convegni e seminari organizzati da importanti istituzioni pubbliche e da primarie società private di formazione.

Il processo di formazione e specializzazione professionale del personale di Tirreno Power in campo ambientale ha consentito ad alcuni collaboratori di conseguire qualifiche di elevata specializzazione; in particolare un componente della struttura centrale possiede la qualifica di Auditor Ambientale CEPAS, mentre ben otto collaboratori, che operano sia nella struttura centrale che nei siti produttivi, hanno conseguito la qualifica di Auditor Ambientale Qualificato.

- *La reportistica ambientale*

I sistemi di gestione ambientale dei siti certificati prevedono resoconti periodici sui dati e le performance ambientali che vengono sottoposti al riesame della direzione per l'analisi delle osservazioni e delle non conformità, al fine di individuare ed attuare le necessarie azioni correttive .

Inoltre la struttura di staff fornisce alle Direzioni richiedenti le informazioni che poi confluiscono nei più generali report periodici che ogni Direzione elabora e rende disponibili alle altre strutture societarie e agli Azionisti.

Le tabelle seguenti riportano i principali dati ambientali relativi all'anno 2008 con riferimento alle emissioni in atmosfera, le principali tipologie di rifiuti prodotti e le principali materie prime impiegate sugli impianti di trattamento fumi:

<b>Emissioni in atmosfera</b>	<b>ton</b>
SO <sub>2</sub>	5.126
NO <sub>x</sub>	4.380
<b>Polveri totali</b>	<b>261</b>
CO <sub>2</sub>	6.967.632
CO	1.824

<b>Principali tipologie di rifiuti (*)</b>	<b>ton</b>
Ceneri leggere (da carbone)	135.589
Ceneri pesanti (da carbone)	1.243
Gesso	34.981

(\*) le ceneri ed i gessi sono integralmente avviati al recupero

<b>Principali materie prime utilizzate</b>	<b>ton</b>
Calcare	22.820
Ammoniaca (30%)	3.959

### **Le risorse economiche**

Nel corso del 2008 la Società ha effettuato investimenti in campo ambientale per euro 1.585 migliaia e impegnato risorse economiche correnti nel campo ambientale, iscrivendo costi per un ammontare complessivo di euro 816 migliaia.

<b>Spese ambientali</b>	<b>Euro</b>
Nucleo Genova	79.769
Centrale Napoli	6.170
Centrale Torrevaldaliga	168.782
Centrale Vado Ligure	532.404
Direzioni Centrali	29.053
<b>Totale</b>	<b>816.178</b>

### **I principali eventi ambientali**

- Nel corso del 2008 si sono concluse la attività di bonifica del suolo della Centrale a ciclo combinato di Napoli; il relativo collaudo, svolto in contraddittorio con le preposte Autorità di controllo, ha dato esito positivo.
- La Società ha formalizzato la richiesta di adesione all'accordo di programma per la bonifica e la messa in sicurezza del sito di interesse nazionale di Napoli orientale, promosso dal Ministero dell'Ambiente. Con l'adesione a tale accordo avverrà anche la transazione del pregresso danno ambientale la cui stima risulta coperta, alla data di bilancio, con apposito fondo rischi.
- Sono stati presentati alla Provincia di Savona, Autorità competente del procedimento, i risultati analitici del Piano di caratterizzazione del sito di Vado Ligure; la relativa Conferenza di Servizi ha richiesto un piano di monitoraggio e l'analisi di rischio. Non sono emersi elementi di preoccupazione per la continuità produttiva e lo sviluppo del sito.

### **Sicurezza**

Anche nel campo della sicurezza la Società persegue l'obiettivo di mantenere uno standard di assoluta eccellenza.

Tale obiettivo è raggiunto attraverso i seguenti strumenti:

- La struttura organizzativa
- Gli interventi di sensibilizzazione e comunicazione
- La formazione dei dipendenti
- Il processo di coordinamento e controllo
- La redazione e l'aggiornamento dei documenti di valutazione dei rischi
- La sorveglianza sanitaria
- La progressiva adozione di sistemi di gestione della sicurezza conformi agli standard internazionali

- Gli investimenti per la tutela della sicurezza e la salute nei luoghi di lavoro.

Nel campo della sicurezza la Società ha effettuato nel 2008 investimenti per euro 2.053 migliaia e impegnato risorse economiche correnti, iscrivendo costi per euro 1.964 migliaia suddivise tra i vari impianti e le strutture centrali, secondo la tabella seguente:

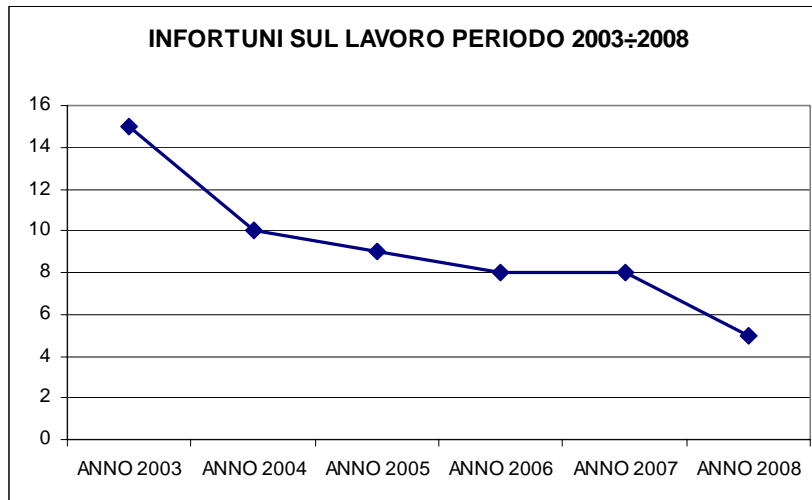
<b>Spese per la sicurezza</b>	<b>Euro</b>
Nucleo Genova	43.805
Centrale Napoli	48.355
Centrale Torrevaldaliga	624.472
Centrale Vado Ligure	1.241.568
Direzioni Centrali	5.934
<b>Totale</b>	<b>1.964.134</b>

Tirreno Power si pone l'obiettivo di adottare il sistema di gestione della sicurezza e il conseguimento della certificazione OHSAS 18001 per la propria organizzazione.

Nel corso del 2008 è stato avviato il relativo iter nei siti produttivi di Vado Ligure e Torrevaldaliga, che si ritiene di completare nel 2009. Per la centrale di Napoli si prevede di iniziare l'analogo iter nel 2009, a valle della messa in servizio commerciale dell'impianto.

Nel 2008 sono state svolte attività di formazione del personale sulle tematiche di sicurezza per circa 3.880 ore, inoltre il personale partecipa a convegni e seminari organizzati da importanti istituzioni pubbliche e da primarie società private di formazione.

I valori consuntivi del 2008 ed il trend statistico degli infortuni occorsi negli anni precedenti, attesta il livello di eccellenza raggiunto, come si evince dalla tabella seguente:



Poiché la sicurezza e la salute sui luoghi di lavoro costituisce il valore fondamentale della Società, l'ulteriore e costante miglioramento dei risultati ottenuti è obiettivo primario di Tirreno Power anche per il futuro.

## **Piano di investimenti**

Nel corso del 2008, al netto degli acquisti dei diritti di emissione di CO<sub>2</sub> e dei certificati verdi, Tirreno Power ha realizzato investimenti complessivi per euro 84.370 migliaia, di cui 57.874 migliaia connessi al Piano di repowering, euro 11.337 migliaia per manutenzioni cicliche capitalizzate ed euro 15.159 migliaia per prescrizioni ambientali, ricambi e dotazioni.

Nello specifico, con la quota di investimento pari a euro 10.275 migliaia, sono proseguiti i lavori di completamento e di adeguamento alle prescrizioni riportate sul Decreto Ministeriale di autorizzazione alla riconversione a ciclo combinato da 780 MW dell'unità 1 della Centrale di Vado Ligure

Per quanto riguarda il progetto di investimento di Napoli, che riguarda la realizzazione di un modulo a ciclo combinato per una potenza nominale di circa 380 MW, è stato conseguito il parallelo dell'intera linea d'asse (TG +TV). I lavori sono proseguiti con ritardi rispetto ai programmi contrattuali dovuti a cause legate a sospensione dei lavori di costruzione per eseguire controlli dell'avvenute operazione di bonifica e lavori aggiuntivi richiesti da Tirreno Power. Nel corso dell'anno sono stati investiti euro 37.742 migliaia.

Nel settore delle energie da fonti rinnovabili, che riguarda un complesso ed articolato piano di analisi e sviluppo nei settori idroelettrico, biomasse e fotovoltaico sono stati investiti nel corso dell'anno euro 9.529 migliaia.

Per il parco di generazione idroelettrico oltre al completo rinnovamento dell'impianto di Chiesuola, si sono conclusi positivamente i rinnovamenti degli impianti di Argentina e di Spigno Monferrato. E' proseguito l'iter di gara per il rifacimento degli impianti di Airole e Bevera e per gli impianti dell'Asta del Penna. La sostituzione dei macchinari e gli interventi sulle opere fisse, oltre a determinare un incremento nell'efficienza ed affidabilità degli impianti, permette di qualificare tale energia come energia prodotta da fonti rinnovabili e quindi "certificata verde".

Per quanto riguarda le biomasse prosegue lo studio di fattibilità per la realizzazione di una centrale a biomasse in Toscana.

Nel campo dell'energia prodotta da fonte solare, é stato assegnato il contratto per la fornitura in opera degli impianti fotovoltaici da realizzarsi presso le Centrali di Napoli Levante e Vado Ligure; in quest'ultima sono in corso di predisposizione le pensiline atte a supportare i pannelli fotovoltaici.

Nella seconda decade di novembre 2008, la Commissione VIA incaricata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATT) ha dato parere favorevole alla Valutazione di Impatto Ambientale correlato al progetto per la realizzazione di una nuova unità a carbone per una potenza nominale di circa 460 MW presso la Centrale di Vado Ligure.

Per finanziare lo sviluppo della Società e il Piano di repowering, Tirreno Power ha in essere un contratto di finanziamento a medio termine con un pool di banche, denominato Term and Revolving Facilities Agreement (TRFA).

I finanziamenti concessi in base al TRFA sono così articolati:

Linea di finanziamento	Importo linea *	Utilizzi * al 31/12/2008	Scopo
Term Facility	1050,0	800,0	
- <i>Tranche 1</i>	800,0	800,0	Rimborso MTFA (vecchio finanziamento) e quota Subloan
- <i>Tranche 2</i>	250,0	0,0	Finanziamento investimenti di repowering
Revolving Facility	150,0	110,0	Finanziamento fabbisogno capitale circolante

(\*) milioni di euro

## **Risorse umane e organizzazione**

Nel corso del 2008 la Direzione Personale, Sistemi Organizzativi e Servizi ha realizzato i seguenti interventi gestionali nelle aree di propria responsabilità:

Organizzazione e Relazioni Industriali: si è concluso il confronto con le OO.SS. nazionali relativo alla classificazione delle attività strategiche per Tirreno Power e alla definizione del nuovo modello organizzativo aziendale. Conseguentemente, sono iniziate le fasi di consultazione con le OO.SS. territoriali per la condivisione dei riflessi sul personale di sito, dovuti alla effettiva applicazione del modello organizzativo societario.

Oltre al progetto di riorganizzazione aziendale in fase di applicazione, il cui obiettivo è quello di definire strutture operative di impianto coerenti con le best practice internazionali di settore, nel corso del 2008 l'unico cambiamento di rilievo nell'organigramma aziendale riguarda la costituzione di una Vice Direzione Generale a cui è stata affidata la responsabilità di supportare la Direzione Generale nelle attività di sviluppo business aziendale.

La stessa Direzione del Personale, Sistemi Organizzativi e Servizi ha effettuato al suo interno alcune modifiche organizzative coerenti con il progetto che la vede sempre più impegnata a garantire un effettivo supporto a tutte le Direzioni.

E' stato avviato il progetto relativo alla mappatura dei profili professionali aziendali operanti nell'area della Produzione con lo scopo di garantire maggiore efficacia nelle attività di recruiting e sviluppo e formazione del personale.

Per quanto riguarda gli interventi in tema di gestione del personale, è stata definita, con la stipula di un verbale sindacale, la nuova struttura di "Front – Office" dell'Energy Management, passaggio fondamentale per la gestione dei processi specifici e lo sviluppo del personale operante in un'area a forte rilevanza strategica.

Si è proceduto, inoltre, nell'azione di razionalizzazione e omogeneizzazione delle modalità applicative territoriali degli istituti di legge e contratto. Sono stati definiti i criteri della nuova politica meritocratica e retributiva aziendale, che per tipologia e destinatari segna un momento di netta discontinuità con il passato.

Information & Communication Technologies: nel 2008 si è confermata la volontà di proseguire nel rendere l'ICT lo strumento principale di supporto per realizzare il modello organizzativo di riferimento per Tirreno Power.

I principali progetti avviati nell'ambito di questa area riguardano la realizzazione di un "portale informatico" per l'area Procurement, quale sistema di prequalifica e gestione delle offerte dei fornitori esterni e quello di "gestione magazzino", finalizzato all'informatizzazione della gestione scorte e movimentazioni di materiale.

Si è proceduto al completamento e al rilascio del modello di controllo della spesa (codici fabbisogni SAP). Contestualmente sono stati apportati aggiornamenti ed ottimizzazioni al sistema sui processi di ciclo passivo e manutenzione. E' stata inoltre condotta la gara di outsourcing SAP che ha visto aggiudicati i servizi di "application & system" al nuovo fornitore Elsig Datamat.

E' stato inoltre avviato un progetto per la gestione dei processi di selezione HR attraverso sito web dedicato.

Per quanto riguarda gli aspetti di infrastruttura e sicurezza dei dati sono stati realizzati significativi interventi di rinnovamento delle reti di Area Mercato. In particolare si è proceduto a spostare i server a supporto delle attività di Energy Management dalla sede Roma alla Centrale Torrevaldaliga, eliminando di fatto i rischi dovuti essenzialmente ai vincoli strutturali della sede di Roma ed ha permesso di migliorare le prestazioni generali della rete intranet aziendale. Presso il CED di Vado Ligure, per mantenere alti livelli di affidabilità e performance, sono stati installati server "Blade" in un'ottica di consolidamento delle infrastrutture e di rollout tecnologico. Sono stati inoltre

predisposti i rinnovi dei contratti in scadenza relativi alla manutenzione degli apparati di rete e dei server.

Per quanto riguarda gli aspetti applicativi è tuttora in corso lo sviluppo di una piattaforma di supporto alle attività ICT (software distribution, service desk e trouble ticketing) per uniformare, gestire, aggiornare ed adeguare remotamente e centralmente le postazioni alle ultime release di sicurezza e software. Per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza sulla navigazione internet è stato implementato un sistema di web filtering centralizzato che, sulla base di policy definite sull'utilizzo di Internet, impedisce comportamenti illeciti che possano danneggiare l'immagine aziendale.

Per l'Area Legale si è proceduto alla implementazione, porting e messa in esercizio di una nuova banca dati realizzata sul portale intranet aziendale che sostituisce la vecchia procedura Enel, completando di fatto il progetto indipendenza.

Per quanto riguarda l'avviamento della Centrale di Napoli, sono stati attivati i collegamenti richiesti dal GRTN per la trasmissione dei dati operativi necessari all'esercizio centrale.

Per il Settore Fonti Rinnovabili si è proceduto al completamento dei collegamenti per il rinnovo del sistema di Teleconduzione delle centrali idroelettriche (P. T. Vado Ligure), attività iniziata nel 2007 e tuttora in corso per i successivi sviluppi e ottimizzazioni.

Per le attività di supporto al nuovo sistema payroll ACEA si è proceduto all'attivazione delle connessioni VPN tra la reti ACEA e Tirreno Power, necessarie alla trasmissione dei dati gestionali e di rilevazione presenze.

Amministrazione del Personale: Le attività si sono essenzialmente concentrate nella gestione del progetto che ha portato – a partire dal 1° gennaio 2009 - al passaggio del servizio di amministrazione del personale ad un nuovo fornitore.

Comunicazione: Le attività realizzate nel corso dell'anno hanno riguardato principalmente il supporto al progetto industriale di Tirreno Power sulla costruzione di una nuova unità a carbone a Vado Ligure. Il progetto ha avuto

quale scopo quello di creare sul territorio in cui insiste la Centrale un'opinione pubblica positiva nei confronti dell'Azienda. In particolare si è cercato di evidenziare l'attenzione dell'azienda al rispetto delle normative in tema di sicurezza e ambiente. Sono stati effettuati vari interventi su Enti ed Associazioni al fine di consolidare la posizione di Tirreno Power in campo sociale. E' stato sviluppato un piano di comunicazione specifico con l'obiettivo di valorizzare i contributi che TP svolge sulle base di richieste provenienti dal territorio.

Si è curata la razionalizzazione degli apporti delle società di consulenza in materia di comunicazione affidando progetti specifici e ambiti di competenza. E' stata ampliata la collaborazione con media partner in particolare giornali, siti web e televisioni locali. Si è definito e razionalizzato l'utilizzo dei prodotti su immagine istituzionale dell'azienda (brochure, dichiarazione ambientale, schede di centrale), ed è stato realizzato un manuale di Corporate Identity che disciplina l'utilizzo del logo TP.

Sono state altresì avviate le seguenti attività: stesura del primo numero del nuovo House Organ; avvio del progetto di ristrutturazione della Intranet Aziendale e del sito Internet; chiusura della fase di implementazione dell'archivio fotografico e video.

Sviluppo Organizzativo: Il 2008 ha visto l'erogazione di importanti interventi formativi anche al fine di adeguare le competenze del personale alle mutate esigenze professionali e normative. E' proseguito il programma di sviluppo dei neoassunti laureati inseriti in un percorso volto all'apprendimento di quelle competenze e strumenti che dovranno consentire loro di essere in grado di coprire rapidamente anche ruoli a significativo contenuto gestionale. A seguito dell'ingresso di giovani tecnici presso il nostro impianto di Vado Ligure si è provveduto ad erogare una formazione tecnico-professionale in linea con la tempistica e gli specifici fabbisogni specialistici dell'area esercizio e manutenzione. E' stata altresì erogata formazione specialistica volta ad una sempre maggiore specializzazione del personale tecnico già presente in azienda.

E' stato progettato un importante piano di formazione destinato a tutta la popolazione aziendale sul tema "Sicurezza sul Lavoro", il cui primo modulo è stato erogato nel mese di novembre, finalizzato a garantire una approfondita conoscenza e sensibilità di tutti i dipendenti – indipendentemente dalla loro collocazione aziendale – sul tema della sicurezza in azienda. Tale progetto verrà concluso nel corso del 2009.

Composizione del personale di Tirreno Power: Il personale di Tirreno Power è composto di 617 unità così suddivise: 48 manager (7,78% del totale), 355 impiegati (57,54% del totale) e 214 operai (34,68% del totale). Il 9,89% del totale (61 unità) è composto da donne la cui quasi totalità (58 unità) è inquadrata in categoria impiegatizia con la sola eccezione di 1 unità presente nella categoria degli operai e di 2 manager.

L'età media della popolazione Tirreno Power è abbastanza alta, infatti solo il 9,89% ha meno di 34 anni (61 unità), il 20,42% (126 unità) delle risorse risulta nella fascia di età compresa tra i 35 e i 44 anni. La fascia più numerosa è quella che va dai 45 ai 54 anni (329 unità pari al 53,32%). Infine il 16,37% (101 unità) è composto da persone con età dai 55 ai 65 anni.

Per quel che riguarda la suddivisione territoriale dei dipendenti Tirreno Power rispetto alle unità operative si compone di un 48,30% della popolazione (298 unità) in Liguria, un 30,30% (187 unità) nel Lazio e il restante 21,40% (132 unità) in Campania.

La Società ha messo in essere tutte le azioni volte a tutelare e preservare i dati personali a norma del D.Lgs. 196/2003.

Prevedibile evoluzione della gestione anno 2009:

**ITC:** per l'anno 2009 sono previsti i seguenti progetti :

- Sistema per gestione e controllo accessi centrale Vado Ligure utilizzata tuttora come progetto pilota e successivamente ampliato a tutte le sedi Tirreno Power

- Telematizzazione delle accise: Adeguamento alle nuove metodologie trasmissive verso il nuovo portale informatico dell'agenzia delle dogane
- DB Sicurezza ambiente e prescrizioni : Creazione di un applicativo web intranet integrato con le infrastrutture e tecnologie Microsoft Exchange e Share Point server, per la gestione dei processi / workflow relativi alla sicurezza ambiente e prescrizioni
- Aggiornamento server e sistemi di sicurezza firewall sedi remote
- Progetto per miglioramento business continuity
- Upgrade sistema antivirus Symantec e Antispam
- Server environment - Installazione apparecchiature di monitoraggio ambientale remoto delle sale CED
- In fase di valutazione: Desktop Conference: Sistema windows communication server per migliorare la produttività tra sedi remote e poter facilmente collaborare attraverso la intranet
- Rinnovo dell'asset: è stato avviato il progetto che prevederà nei primi mesi del 2009 il rollout degli endpoint in obsolescenza e dei sistemi di stampa in scadenza di contratto a noleggio operativo.



## **Rischi e incertezze ed informativa sugli adempimenti in materia D.Lgs. 231/01**

Tirreno Power a partire dal 2005 ha iniziato un progetto organizzativo finalizzato all'implementazione, di un sistema di control governace, coerente con i principi del D.Lgs. 231/01.

A tal fine, in particolare, ha svolto le seguenti attività:

- adozione del Modello di Organizzazione Gestione e Controllo ex d. lgs. 231/01
- istituzione dell'Organismo di Vigilanza
- pubblicazione e divulgazione del Codice Etico societario

Nel corso del 2008, tale progetto è proseguito con l'analisi dei processi societari, con priorità di quelli riconducibili ad attività "sensibili", e con la formalizzazione delle relative procedure.

Le procedure approvate sono state divulgate a tutto il personale attraverso la pubblicazione sul sito intranet aziendale.

In considerazione dell'evoluzione della normativa del D.Lgs. 231/01, si è reso necessario l'aggiornamento del Modello con l'introduzione di apposite parti speciali dedicate all'analisi ed all'organizzazione del sistema di controllo interno con riferimento alle seguenti tipologie di reato:

- Reati in materia di tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori
- Reati informatici
- Reati transnazionali
- Reati di riciclaggio ed impiego di beni di provenienza illecita

Nel corso del 2008, sia la funzione Internal Auditing che l'Organismo di Vigilanza, anche in considerazione dell'attività di analisi dell'informativa pervenuta, non hanno rilevato situazioni o comportamenti da cui potessero derivare, anche solo potenzialmente, le ipotesi di reato contemplate dal decreto.

## **Andamento della gestione dell'esercizio**

Di seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b i criteri utilizzati per la costruzione degli schemi riclassificati che contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio:

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti" e gli "Accantonamenti".

EBITDA: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:

- degli "Altri finanziamenti a lungo termine";
- dei "Debiti verso Banche";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- delle "Passività per imposte differite";

Le immobilizzazioni immateriali non comprendono il valore dei Certificati verdi e dei Certificati di emissione Co2 trasferiti alla Società al 31 dicembre 2008.

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:

- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle anticipazioni bancarie in c/c comprese nelle "Altre passività finanziarie a breve"

dei debiti per Certificati verdi e per Certificati di emissione Co2 già trasferiti alla Società al 31 dicembre 2008 compresi nelle "Altre passività correnti".

Capitale investito netto: determinato come somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette”, del “Capitale circolante netto” e dei fondi.

Indebitamento finanziario netto: definito come somma degli “Altri finanziamenti a lungo termine”, dei “Debiti verso Banche”, delle anticipazioni bancarie in c/c comprese nelle “Altre passività finanziarie a breve”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti” non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di performance patrimoniale.

Return on Investment (ROI): definito come rapporto tra il Risultato Operativo e il Capitale investito netto medio (inizio e fine periodo).

Return on Equity (ROE): definito come rapporto tra il Risultato Netto e il Patrimonio Netto medio (inizio e fine periodo).

Return on Sales (ROS): definito come rapporto tra il Risultato Operativo e il totale dei Ricavi.

Rendimento dell'Equity: definito come rapporto tra il Risultato Netto e il Capitale Sociale più la Riserva Sovrapprezzo Azioni.

Energia venduta per dipendente: determinata quale rapporto tra l'energia venduta nel periodo ed il numero dei dipendenti a fine periodo.

Ricavo unitario da vendita energia (€/MWh): determinato quale rapporto tra i ricavi da vendita energia del periodo e l'energia venduta nel periodo.

Incidenza Oneri Finanziari su Ricavi totali: definita quale rapporto percentuale tra gli oneri finanziari del periodo e i ricavi totali del periodo.

## **Risultati Economici**

L'esercizio 2008 presenta un sostanziale miglioramento della redditività operativa di Tirreno Power.

L'energia venduta nel 2008 è stata pari a 14.747 GWh in aumento del 16,8% rispetto al 2007. L'incremento è attribuibile all'impianto a ciclo combinato di Vado Ligure per il quale il 2008 ha rappresentato il primo anno completo di produzione. Il nuovo impianto ha prodotto 2.662 GWh compensando gli effetti derivanti dal ridotto contributo del gruppo 3 sempre di Vado Ligure, rimasto fermo fino alla terza settimana di febbraio e successivamente ripartito a potenza ridotta a seguito del danno al trasformatore principale occorso a fine dicembre 2007, nonché dei cicli combinati di Torrevaldaliga a seguito degli interventi di manutenzione e del diverso profilo di carico.

In particolare l'energia venduta sul mercato libero è stata pari a 7.536 GWh con un incremento di 3.047 GWh che ha più che compensato la riduzione dell'energia venduta in Borsa passata da 8.141 GWh del 2007 a 7.211 del 2008.

<b>Energia immessa, acquistata e venduta (GWh)</b>	<b>31.12.2008</b>	<b>31.12.2007</b>	<b>Diff.</b>
Energia immessa	12.580	11.528	1.052
Energia acquistata in borsa	2.003	825	1.178
Energia venduta	14.747	12.630	2.118
-al mercato libero	7.536	4.489	3.047
-in Borsa	7.211	8.141	(930)
Sbilanciamenti	163	276	(113)

*(fonte: Base Dati Aziendale)*

### Conto Economico riclassificato

I valori del prospetto riclassificato sono riportati in euro, senza decimali.

Per una migliore esposizione i commenti alle singole voci sono espressi in euro migliaia.

<b>(Euro)</b>	<b>31-dic-08</b>	<b>31-dic-07</b>	<b>delta</b>
Ricavi	1.479.885.824	1.055.318.631	424.567.193
Altri ricavi	29.015.223	30.449.991	(1.434.768)
<b>Totale Ricavi</b>	<b>1.508.901.047</b>	<b>1.085.768.622</b>	<b>423.132.425</b>
Incrementi Immobilizzazioni per lavori interni	4.197.115	4.111.282	85.833
Materie prime di consumo	(987.326.579)	(644.208.403)	(343.118.176)
Costo del Personale	(47.322.523)	(46.153.500)	(1.169.023)
Costi per Servizi	(92.743.028)	(75.582.718)	(17.160.310)
Altri Costi	(53.855.953)	(57.236.439)	3.380.486
<b>Margine Operativo Lordo</b>	<b>331.850.079</b>	<b>266.698.844</b>	<b>65.151.235</b>
Accantonamenti	(8.830.975)	(12.600.362)	3.769.387
<b>EBITDA</b>	<b>323.019.104</b>	<b>254.098.482</b>	<b>68.920.622</b>
Ammortamenti	(73.261.734)	(64.755.678)	(8.506.056)
<b>Risultato operativo</b>	<b>249.757.370</b>	<b>189.342.804</b>	<b>60.414.566</b>
Oneri Finanziari	(55.689.380)	(50.871.585)	(4.817.795)
Proventi Finanziari	3.370.521	4.530.992	(1.160.471)
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>197.438.511</b>	<b>143.002.211</b>	<b>54.436.300</b>
Imposte	(96.912.737)	(41.036.626)	(55.876.111)
<b>Risultato netto del periodo</b>	<b>100.525.774</b>	<b>101.965.585</b>	<b>(1.439.811)</b>

I **ricavi**, pari a euro 1.508.901 migliaia, risultano in significativa crescita (euro 423.132 migliaia) rispetto all'anno precedente. Tale incremento è riconducibile sia ai maggiori volumi di vendite che ai prezzi più elevati. Si ricorda altresì che il 2008 beneficia dell'accertamento del rimborso assicurativo relativo al danno occorso all'unità 3 di Vado Ligure (euro 8.000 migliaia).

Gli altri ricavi ammontano a euro 29.015 migliaia (euro 30.450 migliaia nel 2007). Tra questi si segnalano in particolare euro 18.120 migliaia relativi al rimborso dei costi di generazione per l'anno 2006 per le unità della Centrale di Napoli quali unità essenziali (c.d. *Must Run*); nonché euro 4.185 migliaia, per il rimborso dei maggiori oneri connessi all'emergenza gas del 2006 per l'unità 4 di Torrealvaliga.

I **costi per materie prime di consumo** ammontano a euro 987.327 migliaia. L'incremento (euro 343.118 migliaia) rispetto al 2007 deriva dai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto dei combustibili, imputabile ai maggiori volumi di produzione, al generale aumento dei prezzi di acquisto delle materie prime e al diverso mix di produzione (maggior peso del metano nei confronti del carbone). Si segnalano altresì maggiori costi (euro 67.682 migliaia) connessi ai riacquisti di energia e in generale all'operatività della Borsa Elettrica per effetto della maggiore operatività nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Il **costo del personale**, pari a euro 47.323 migliaia si riferisce a una consistenza media del personale di 620 unità (624 unità nel 2007) ed evidenzia un incremento di euro 1.169 migliaia riconducibile alle indennità di fine rapporto e altri benefici valutati secondo i criteri attuariali dello IAS 19. Tale valutazione attuariale ha comportato un effetto positivo nel 2007 (euro 2.668 migliaia) a fronte di un effetto negativo nel 2008 (euro 237 migliaia).

I **costi per servizi** ammontano a euro 92.743 migliaia, con un aumento di euro 17.160 migliaia rispetto allo scorso esercizio sostanzialmente riconducibile ai maggiori corrispettivi per l'utilizzo della capacità di trasporto (euro 15.487 migliaia). Si segnalano inoltre le spese relative al contratto di Long Term Service Agreement del nuovo ciclo combinato di Vado Ligure (euro 5.567 migliaia), gli oneri connessi agli interventi di ripristino della funzionalità del trasformatore dell'unità 3 di Vado Ligure a seguito del

disservizio occorso nel mese di dicembre 2007 (euro 2.510 migliaia) e gli importi dovuti ad Ansaldo per gli extra oneri di project extension relativi alla ritardata disponibilità delle aree di cantiere e sospensione attività di costruzioni del ciclo combinato di Napoli.

Nel complesso i costi di manutenzione sono comunque in linea con l'esercizio precedente, in quanto nel 2007 era stata spesa nell'esercizio una importante quota dei costi legati agli interventi di manutenzione relativi all'Unità 4 di Vado Ligure.

Gli **altri costi** pari a euro 53.856 migliaia fanno registrare un decremento di euro 3.380 migliaia. Tale variazione è da imputare ai minori costi sostenuti per l'acquisto di certificati verdi (euro 7.334 migliaia) essenzialmente dovuti alla diminuzione del prezzo di riferimento dei certificati rispetto a quello utilizzato per l'anno precedente (circa -40 €/MWh).

Tale effetto è stato solo in parte compensato dal maggior costo per l'acquisto di Diritti di emissione di Co2 (euro 5.230 migliaia) sostanzialmente attribuibile ai maggiori prezzi registrati nel 2008 (primo anno della seconda fase del protocollo di Kyoto 2008-2012). Vale la pena ricordare che la prima fase del Protocollo 2005-2007 si è chiusa con prezzi in euro vicini allo zero.

Il **Margine Operativo Lordo** si attesta ad euro 331.850 migliaia evidenziano un incremento del 24,4% rispetto al 2007.

Gli **accantonamenti** pari a euro 8.831 migliaia hanno principalmente riguardato, per euro 3.600 migliaia, l'adeguamento della stima dell'importo necessario alla realizzazione della barriera idraulica presso il sito di Napoli; per euro 2.000 migliaia la bonifica del sottosuolo del sito di Vado Ligure; per euro 774 migliaia l'adeguamento alla normativa europea "Pressure Equipment Directive" (PED) per l'impianto di Torrevaldaliga; per euro 1.000 migliaia l'integrazione degli importi già accantonati per oneri di smantellamento della Centrale di Napoli; per euro 400 migliaia il guasto occorso all'alternatore

dell'unità VL4; per euro 447 migliaia i danni causati dal maltempo ad alcuni impianti idroelettrici.

L'**EBITDA** è pari a euro 323.019 migliaia in crescita del 27,1% rispetto all'esercizio precedente.

Gli **ammortamenti** (euro 73.262 migliaia) aumentano di euro 8.506 migliaia. Si ricorda che il 2008 è stato il primo anno completo di ammortamento per l'unità a ciclo combinato di Vado Ligure.

Il **Risultato Operativo** evidenzia un incremento del 31,9% passando da euro 189.343 migliaia a euro 249.757 migliaia. L'indicatore ROS (return on sales), pari al risultato operativo sui ricavi, si mantiene oltre il 16%.

Gli **Oneri Finanziari Netti** ammontano a euro 52.319 migliaia pari al 3,7% del fatturato (euro 46.341 migliaia, pari al 4,7% del fatturato, nel 2007). L'incremento è sostanzialmente riconducibile all'aumento del costo medio dell'indebitamento che è passato da 4,97% del 2007 al 5,25% del 2008 (a fronte di un aumento dell'euribor medio annuale a 6 mesi passato da 4,41% a 4,80%), solo in parte compensato da un calo dell'indebitamento medio annuo. Si segnala altresì che il 2007 aveva beneficiato di proventi finanziari sul credito per Stranded Cost (euro 2.134 migliaia).

Il **Risultato Netto** del periodo raggiunge euro 100.526 migliaia in leggera diminuzione (euro 1.440 migliaia) rispetto al 2007. Il miglioramento derivante, dall'andamento gestionale sopra descritto è attenuato dall'impatto dell'addizionale IRES del 5,50% introdotta dal Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (c.d. "Robin Tax") che ha tra l'altro comportato il riallineamento del valore delle attività e delle passività per fiscalità differita alla più elevata aliquota IRES (euro 17.156 migliaia).

Si ricorda che l'esercizio 2007 aveva invece beneficiato del riallineamento del valore delle attività e delle passività per fiscalità differita alle più basse aliquote fiscali previste dalla finanziaria 2008 (effetto positivo per euro 9.230 migliaia).

Il ROE (Return on Equity) esprime il rapporto tra l'Utile netto del periodo ed il Patrimonio Netto. Nel 2008 tale indicatore si è posizionato sull'elevato valore del 24,9% (28,6% nel 2007), evidenziando una elevata redditività del capitale di rischio. Ancor più significativo è il Rendimento dell'Equity che rapporta l'Utile netto al Capitale Sociale ed la Riserva per Sovrapprezzo Azioni che raggiunge il 73,5% in linea con quanto realizzato nel 2007.

## Analisi della struttura patrimoniale

### Stato Patrimoniale riclassificato

I valori del prospetto riclassificato sono riportati in euro, senza decimali. Per una migliore esposizione i commenti alle singole voci sono espressi in euro migliaia.

<b>(Euro)</b>	<b>31-dic-08</b>	<b>31-dic-07</b>	<b>delta</b>
<b>Attività immobilizzate nette</b>			
Attività materiali e immateriali	1.428.133.735	1.417.134.375	10.999.360
Partecipazioni	581.014	581.014	-
Altre attività/(passività) non correnti nette	38.635.177	48.523.932	(9.888.755)
<b>Totale</b>	<b>1.467.349.926</b>	<b>1.466.239.321</b>	<b>1.110.605</b>
<b>Capitale circolante netto</b>			
Rimanenze	57.583.554	37.648.446	19.935.108
Crediti commerciali	183.987.542	227.274.199	(43.286.657)
(Debiti)/crediti tributari	3.373.782	44.475.630	(41.101.848)
Debiti commerciali	(157.699.149)	(171.667.895)	13.968.746
Altre attività/(passività) correnti nette	(60.935.916)	(9.956.187)	(50.979.729)
<b>Totale</b>	<b>26.309.813</b>	<b>127.774.194</b>	<b>(101.464.381)</b>
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>1.493.659.739</b>	<b>1.594.013.515</b>	<b>(100.353.776)</b>
<b>Fondi diversi</b>			
Fondi rischi e oneri	(41.896.783)	(40.944.301)	(952.482)
TFR e altri benefici ai dipendenti	(25.902.965)	(24.471.234)	(1.431.731)
Passività per imposte differite	(129.925.769)	(110.794.159)	(19.131.610)
<b>Totale</b>	<b>(197.725.517)</b>	<b>(176.209.695)</b>	<b>(21.515.822)</b>
<b>Capitale investito netto</b>	<b>1.295.934.222</b>	<b>1.417.803.820</b>	<b>(121.869.598)</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>398.250.619</b>	<b>409.351.909</b>	<b>(11.101.290)</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>897.683.603</b>	<b>1.008.451.911</b>	<b>(110.768.308)</b>

Le **Attività materiali e immateriali** aumentano sostanzialmente per effetto delle acquisizioni del periodo pari a euro 83.887 migliaia e relative agli investimenti sui siti della società, al netto degli ammortamenti pari a euro 72.795 migliaia.

Le **Altre attività/(passività) non correnti nette** diminuiscono per effetto della rilevazione di passività relative al fair value degli swap sul finanziamento (euro 15.818 migliaia) parzialmente compensata dall'aumento delle attività per imposte anticipate (euro 7.956 migliaia). Al 31 dicembre 2007 il fair value era positivo e pari ad euro 933 migliaia e dava pertanto origine ad un'attività non corrente di pari importo.

L'incremento delle **Rimanenze** è riconducibile all'aumento delle scorte di carbone sia nella quantità (+22,1 Kton) che nel prezzo medio ponderato di valorizzazione (PMP +58,0 €/ton).

La diminuzione dei **Crediti commerciali** deriva dai minori ricavi da vendita energia in borsa degli ultimi due mesi del 2008 rispetto allo stesso periodo del 2007.

La variazione dei **(Debiti)/crediti tributari** deriva sia dalla diminuzione del credito IVA a seguito del rimborso ottenuto nel mese di novembre relativo all'IVA del 3° trimestre 2007, sia dai maggiori debiti per imposte sul reddito (IRAP)

I **Debiti commerciali** (euro -13.969 migliaia rispetto al 2007) risentono sostanzialmente dei minori acquisti di energia effettuati negli ultimi due mesi del 2008 rispetto all'analogo periodo del 2007.

Le **Altre attività/(passività) correnti nette** evidenziano una diminuzione di euro 50.980 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007 per effetto dei debiti per imposte sul reddito (IRES) rilevati nei confronti degli azionisti, pari ad euro 48.445 migliaia, in virtù del regime di trasparenza fiscale (al 31 dicembre risultava invece un credito verso azionisti pari ad euro 2.400 migliaia).

Le **Passività per imposte differite** aumentano prevalentemente per effetto del riallineamento delle stesse alla più elevata aliquota IRES a seguito del Decreto Legge n. 112 del 25 giugno 2008 (c.d. "Robin Tax").

Il **Capitale investito netto** si attesta pertanto a euro 1.295.934 migliaia (euro 1.417.804 migliaia al 31 dicembre 2007) è coperto dal patrimonio netto per euro 398.251 milioni (31%) e dall'indebitamento finanziario netto per euro 897.684 milioni (69%).

L'indicatore ROI (Return on Investment) esprime la redditività del capitale investito e presenta un sostanziale incremento di valore dal 14,0% del 2007 al 18,4% del 2008 connesso alla più elevata redditività operativa della società a fronte di una ottimizzazione del capitale investito netto.

Il **Patrimonio netto** al 31 dicembre 2008, pari a euro 398.251 migliaia si è movimentato, rispetto a quello al 31 dicembre 2007, per effetto del risultato dell'esercizio 2008 pari a euro 100.526 migliaia, per la distribuzione di dividendi pari a euro 100.243 migliaia, oltre che per l'effetto derivante dal decremento della riserva da valutazione degli strumenti finanziari derivati complessivamente pari a euro -11.384 migliaia.

### **Attività di Ricerca e Sviluppo**

La Società non ha effettuato nel corso del 2008 attività di ricerca e sviluppo nè esistono, alla data del 31 dicembre 2008, costi sospesi riferibili a tale tipologia di attività.

### **Azioni proprie ed azioni della controllante**

Alla data di riferimento del bilancio la Società non possiede azioni proprie né azioni delle controllanti, dirette ed indirette.

### **Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime**

Le operazioni poste in essere con altre parti correlate sono state effettuate a normali condizioni di mercato e nell'interesse della Società.

I contratti stipulati con parti correlate sono sostanzialmente collegati alla vendita di energia e sono stati conclusi avendo come punto di riferimento i parametri propri del settore dell'energia. Si segnalano inoltre i debiti con le imprese controllanti relativi alla Trasparenza fiscale per imposte correnti IRES.

Per ogni altra informazione di dettaglio si rinvia a quanto indicato nelle Note al Bilancio.

### **Strumenti e rischi finanziari**

Si rinvia a quanto indicato nelle Note al Bilancio.

## **Prevedibile evoluzione della gestione 2009**

Secondo il Fondo Monetario Internazionale (FMI) le prospettive per l'economia italiana sono "fosche", con il PIL (Prodotto Interno Lordo) in calo sia nel 2009 sia nel 2010 e un debito pubblico che offre margini di manovra limitati rispetto ad altri Paesi per agire con stimoli fiscali. L'economia dell'Azienda Italia, secondo le nuove stime del Fmi, si contrarrà nel 2009 del 2,1%, mentre il 2010 si chiuderà con un -0,1%. Una stima, quella del Fondo per il 2009, addirittura più pessimistica rispetto a quelle di Banca d'Italia e Commissione Europea, che scommettono ambedue su un -2%. La brusca frenata italiana e' in linea con quella di Eurolandia (-2,0% PIL 2009, -0,2% nel 2010) e si verifica in un contesto in cui l'economia globale è prevista "virtualmente ferma", con il PIL mondiale in crescita solo dello 0,5%, ai minimi degli ultimi 60 anni (+3,0% nel 2010), a causa di una crisi i cui costi continuano a lievitare, attestandosi a 2.200 miliardi di dollari, una cifra decisamente superiore a quanto previsto nello scorso ottobre 2008. L'analisi delle nuove stime del Fmi indica che l'Italia, alle spalle della Germania (-2,5%) sarà quest'anno il paese che all'interno di Eurolandia crescerà meno e, soprattutto, che sarà l'unico paese all'interno del G7 a non tornare a crescere nel 2010.

La contrazione dell'economia italiana renderà decisamente più elevato il livello di competizione tra i produttori di energia elettrica con un diretto impatto sui prezzi di Borsa che si preannunciano in forte discesa sia pure accompagnati da una riduzione dei costi dei combustibili. In particolare si preannunciano sensibilmente ridotte le opportunità sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Per quanto riguarda gli impianti produttivi, l'anno 2009 sarà caratterizzato dall'avviamento del nuovo ciclo combinato di Napoli nonché dal proseguimento degli interventi sul proprio parco di impianti idroelettrici. E' inoltre prevista una importante fermata programmata di oltre 5 mesi dell'Unità 3 di Vado Ligure per interventi manutentivi sulla caldaia e sul turboalternatore.

La Società continuerà inoltre ad implementare una strategia commerciale che contemperi l'esigenza di massimizzazione dei margini operativi e della redditività con il contenimento dei rischi connessi all'elevata volatilità dei prezzi sul mercato elettrico. Pertanto anche per il 2009 è prevista sia la cessione sul mercato libero di parte della produzione, sia l'attivazione di contratti differenziali con le Parti correlate, mentre è prevista una sensibile riduzione dei volumi richiesti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento come anche una probabile non attivazione delle aste da parte di Terna.

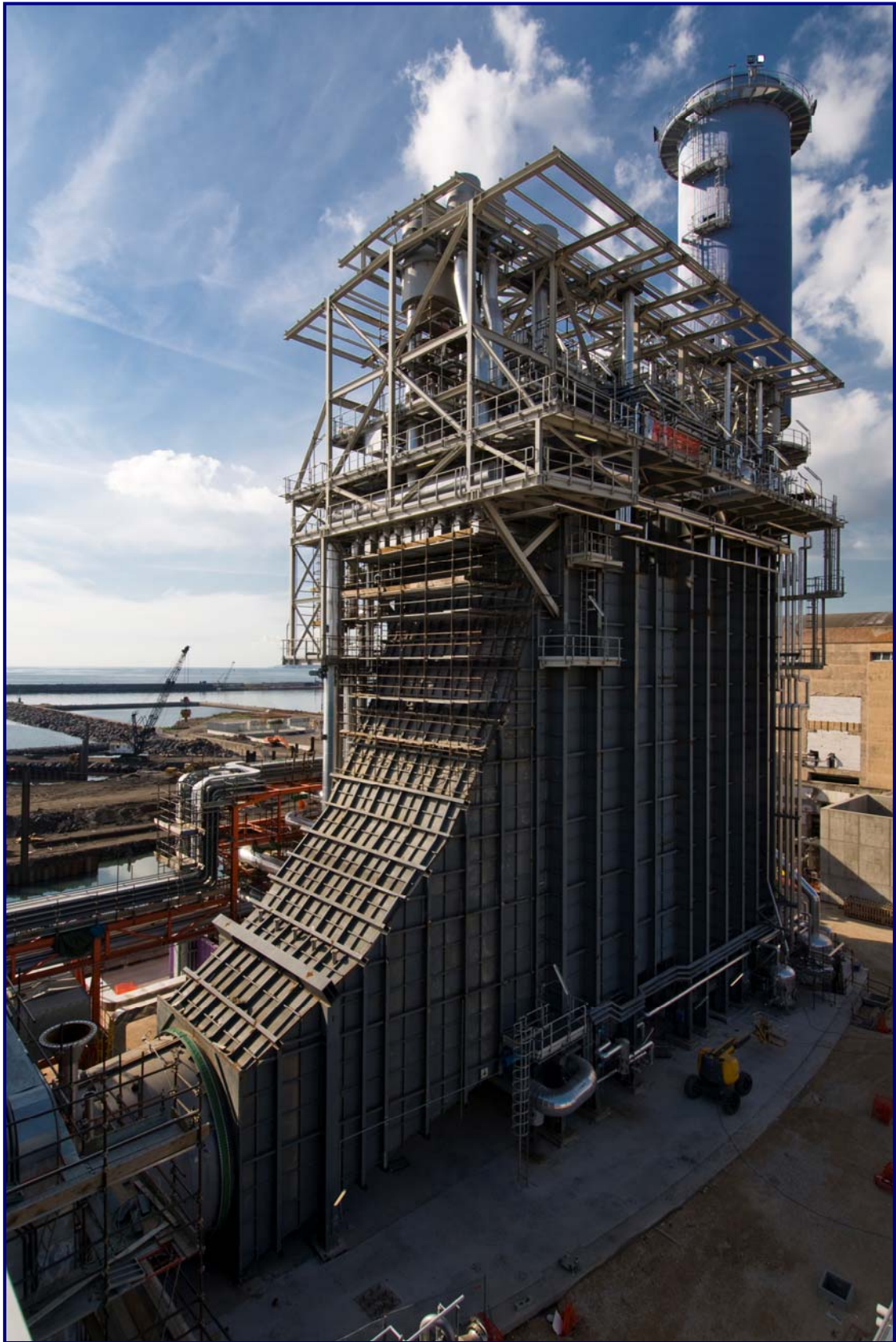
### **Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo**

- Dopo l'approvazione in via definitiva da parte del Senato, il decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185 (c.d. Anticrisi) è stato convertito in legge (legge di conversione 28 gennaio 2009, n. 2, recante: *“Misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anti-crisi il quadro strategico nazionale”*). Il contenuto degli articoli relativi alla riforma del mercato elettrico rimane immutato rispetto a quanto descritto nel precedente paragrafo sul tema.
- A fine anno, sono state definite alcune modifiche alla disciplina per l'erogazione del servizio di dispacciamento a valere per l'anno 2009. Attraverso la delibera ARG/elt 203/2008, infatti, l'Autorità ha stabilito nuove modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento riducendo la soglia di depenalizzazione degli stessi per le unità di consumo non abilitate (dal 3% all'1,5%). Confermando i termini previsti dalla delibera 111/06, lo stesso provvedimento stabilisce la partecipazione della domanda al mercato di aggiustamento e abolisce la possibilità per Terna di presentare offerte integrative di acquisto e vendita sul MGP, facoltà già prevista per bilanciare errori di previsione da parte degli utenti del dispacciamento in prelievo.  
Inoltre, la delibera ARG/elt 206/08 ha definito un nuovo meccanismo di remunerazione incentivante per Terna finalizzato a contenere i costi

sostenuti per l'approvvigionamento di risorse sul MSD in base ad un meccanismo di premi e penalità definiti rispetto ad un target di spesa stabilito.

Infine, la delibera ARG/elt 187/08 stabilisce che nel corso del 2009 Terna dovrà rendere disponibili ex-ante una serie di informazioni relative alla disponibilità della capacità produttiva delle unità di produzione di potenza superiore ai 100 MW.

- In data 05/02/2009 l'Agenzia delle Entrate della Direzione Regionale del Lazio ha notificato alla Società l'inizio della verifica riguardante le Imposte sui Redditi, IVA ed IRAP per l'anno 2005.



## **PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE**

Signori azionisti,

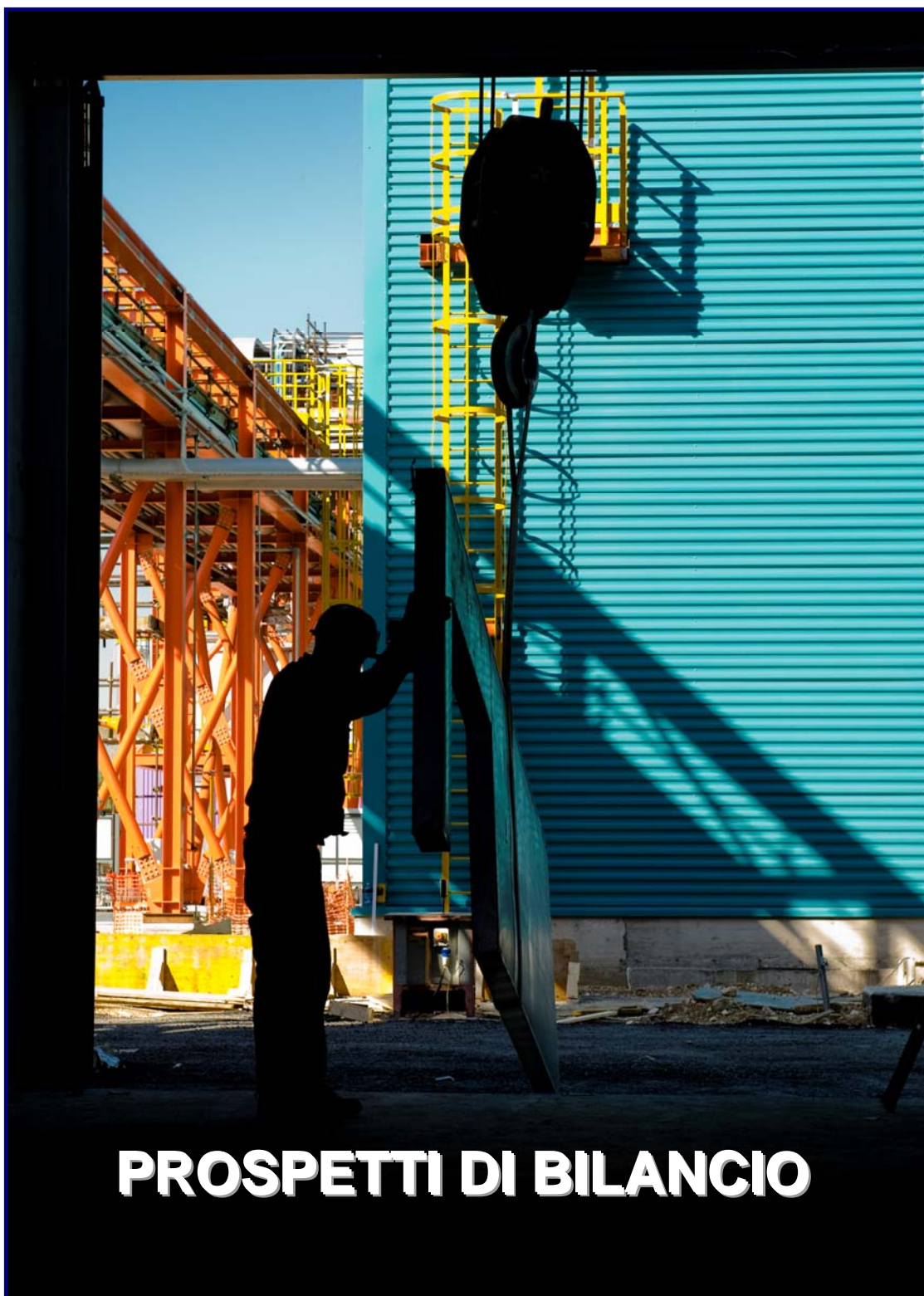
Vi invitiamo ad approvare nel suo insieme e nelle singole poste il bilancio chiuso al 31 dicembre 2008.

Come illustrato il bilancio presenta un utile netto di euro 100.525.774.

Avendo la riserva legale già raggiunto i limiti di legge di cui all'articolo 2430 c.c. ed in considerazione di quanto esposto nella presente Relazione sulla Gestione, si propone di destinarlo a Utili portati a nuovo.

Roma, 19 Febbraio 2009

*Per il Consiglio di Amministrazione  
(Il Presidente)*



## Stato Patrimoniale

(Euro)	Rif. Nota	31-dic-08	31-dic-07
<b>Attivo</b>			
Immobili, impianti e macchinari	1	1.095.342.311	1.084.358.531
Attività immateriali	2	27.293.458	43.608.263
Avviamento	3	331.667.258	331.667.258
Partecipazioni in altre imprese	4	581.014	581.014
Attività finanziarie non correnti	5	846.710	1.220.362
Attività per imposte anticipate	6	22.467.913	14.511.683
Altre attività	7	31.138.646	31.858.777
Strumenti finanziari - derivati		-	933.110
<b>Totale Attivo non corrente</b>		<b>1.509.337.310</b>	<b>1.508.738.998</b>
Rimanenze		57.583.554	37.648.446
Crediti Commerciali		183.987.542	227.274.199
Crediti tributari		24.973.096	44.475.630
Altre attività correnti		14.640.773	7.869.908
Strumenti finanziari - derivati		219.653	-
Altre attività finanziarie correnti		82.745	303.779
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		8.754.862	2.024.317
<b>Totale Attivo corrente</b>	<b>8</b>	<b>290.242.225</b>	<b>319.596.280</b>
<b>Totale Attivo</b>		<b>1.799.579.535</b>	<b>1.828.335.278</b>
<b>Passivo</b>			
Capitale sociale		91.130.000	91.130.000
Altre riserve		98.646.875	110.030.939
Utili (perdite) cumulati		107.947.970	106.225.385
Utili (perdite) del periodo		100.525.774	101.965.585
<b>Patrimonio Netto</b>	<b>9</b>	<b>398.250.619</b>	<b>409.351.909</b>
Altri finanziamenti a lungo termine	10	-	84.997.965
Debiti verso Banche	11	906.438.465	880.978.263
Fondi rischi e oneri	12	34.423.479	40.944.301
TFR e altri benefici ai dipendenti	13	25.902.965	24.471.234
Passività per imposte differite	14	129.925.769	110.794.159
Strumenti finanziari - derivati	15	15.818.092	-
<b>Totale Passivo non corrente</b>		<b>1.112.508.770</b>	<b>1.142.185.923</b>
Fondi rischi e oneri	12	7.473.304	-
Debiti commerciali		157.699.149	171.667.895
Debiti per imposte sul reddito		21.599.313	-
Altre passività correnti		101.158.316	59.350.806
Altre passività finanziarie a breve		890.064	45.778.744
<b>Totale Passivo corrente</b>	<b>16</b>	<b>288.820.146</b>	<b>276.797.445</b>
<b>Totale Patrimonio e Passivo</b>		<b>1.799.579.535</b>	<b>1.828.335.278</b>

## Conto Economico

(Euro)	Rif. Nota	Periodo al 31-dic-08	Periodo al 31-dic-07
Ricavi	17	1.479.885.824	1.055.318.631
Altri ricavi	18	29.015.223	30.449.991
<b>Totale Ricavi</b>		<b>1.508.901.047</b>	<b>1.085.768.622</b>
Incrementi Immobilizzazioni per lavori interni	19	4.197.115	4.111.282
Materie prime di consumo	20	(987.326.579)	(644.208.403)
Costo del Personale	21	(47.322.523)	(46.153.500)
Costi per Servizi	22	(92.743.028)	(75.582.718)
Altri Costi operativi	23	(62.686.928)	(69.836.801)
Ammortamenti	24	(73.261.734)	(64.755.678)
<b>Risultato operativo</b>		<b>249.757.370</b>	<b>189.342.804</b>
Oneri Finanziari	25	(55.689.380)	(50.871.585)
Proventi Finanziari	26	3.370.521	4.530.992
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>197.438.511</b>	<b>143.002.211</b>
Imposte	27	(96.912.737)	(41.036.626)
<b>Risultato netto del periodo</b>		<b>100.525.774</b>	<b>101.965.585</b>
<b>Risultato per azione - base e diluito</b>	28	<b>1,10</b>	<b>1,12</b>

## Rendiconto finanziario delle disponibilità liquide

(Euro)	Rif. Nota	31-dic-08	31-dic-07
<b>ATTIVITA' DI ESERCIZIO</b>			
Risultato civilistico		100.525.774	101.965.585
Ammortamenti e svalutazioni	24	73.261.734	64.755.678
Accantonamenti netti imposte differite e altri fondi		21.515.822	30.803.751
Altre variazioni non monetarie		(10.814.692)	(3.061.907)
Variazione di altre attività e passività non correnti		9.888.755	(6.129.914)
Variazione di altre attività e passività correnti		101.464.381	(15.301.651)
<b>Flusso monetario da attività di esercizio</b>	<b>29</b>	<b>295.841.773</b>	<b>173.031.542</b>
di cui:			
- <i>Interessi attivi incassati</i>		3.960.842	5.986.629
- <i>Interessi passivi pagati</i>		(51.744.545)	(48.544.791)
- <i>Imposte sul reddito pagate</i>		(7.790.000)	(11.655.092)
<b>ATTIVITA' DI INVESTIMENTO</b>			
Investimenti in attività materiali		(83.872.674)	(189.981.951)
Investimenti in attività immateriali		(497.589)	(763.345)
<b>Flusso monetario da attività di investimento</b>	<b>29</b>	<b>(84.370.264)</b>	<b>(190.745.296)</b>
<b>ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO</b>			
Dividendi pagati		(100.243.000)	(29.799.510)
Incremento finanziamenti a medio e lungo termine		25.000.000	885.000.000
Rimborsi di finanziamenti a medio e lungo termine		(84.997.965)	(827.385.932)
Variazione dei debiti finanziari a breve		(44.500.000)	(12.000.000)
<b>Flusso monetario da attività di finanziamento</b>	<b>29</b>	<b>(204.740.965)</b>	<b>15.814.558</b>
<b>Incremento (decremento) disponibilità liquide</b>		<b>6.730.544</b>	<b>(1.899.196)</b>
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo</b>	<b>29</b>	<b>2.024.317</b>	<b>3.923.514</b>
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo</b>	<b>29</b>	<b>8.754.862</b>	<b>2.024.317</b>

## Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto

<i>(valori in euro)</i>	<i>Rif. Nota</i>	<b>Capitale Sociale</b>	<b>Riserva legale</b>	<b>Altre riserve e Utili (perdite) a nuovo</b>	<b>Risultato di periodo</b>	<b>Totale</b>
		(a)	(b)	(c)	(d)	(a+b+c+d)=e
<b>Saldo al 1° gennaio 2007</b>		<b>91.130.000</b>	<b>18.226.000</b>	<b>129.067.557</b>	<b>66.132.385</b>	<b>304.555.942</b>
Movimenti del periodo				1.949.887		1.949.887
Destinazione risultato esercizio 2006				66.132.385	-66.132.385	0
Risultato d' esercizio 2007					101.965.585	101.965.585
Movimenti Riserva da CF Hedge <sup>(1)</sup>				880.495		880.495
<b>Saldo al 31 dicembre 2007</b>		<b>91.130.000</b>	<b>18.226.000</b>	<b>198.030.324</b>	<b>101.965.585</b>	<b>409.351.909</b>
Destinazione risultato esercizio 2007				101.965.585	-101.965.585	0
Dividendi deliberati	9			-100.243.000		-100.243.000
Risultato d' esercizio 2008					100.525.774	100.525.774
Movimenti Riserva da CF Hedge <sup>(1)</sup>	9			-11.384.064		-11.384.064
<b>Saldo al 31 dicembre 2008</b>		<b>91.130.000</b>	<b>18.226.000</b>	<b>188.368.845</b>	<b>100.525.774</b>	<b>398.250.619</b>

<sup>(1)</sup> Proventi/Oneri imputati direttamente a Patrimonio Netto





## **Dichiarazione di conformità**

Il presente Bilancio è predisposto in conformità ai principi contabili internazionali IFRS e fornisce una informativa completa in base a quanto previsto dallo IAS 1.

Per IFRS si intendono tutti gli “International Financial Reporting Standards”, tutti gli International Accounting Standards (“IAS”), tutte le interpretazioni dell’International Financial Reporting Interpretations Committee (“IFRIC”), tutte le interpretazioni dello Standing Interpretations Committee (“SIC”), ad oggi adottati dall’Unione Europea e contenuti nei relativi Regolamenti U.E. pubblicati sulla G.U.C.E. sino alla data in cui il Consiglio di Amministrazione di Tirreno Power S.p.A. ha approvato il presente bilancio. Sempre sul piano interpretativo, infine, si è altresì tenuto conto dei documenti sull’applicazione degli IAS/IFRS in Italia predisposti dall’Organismo Italiano di Contabilità (OIC).

I principi IAS/IFRS sono stati applicati in modo coerente a tutti i periodi posti a confronto.

## **Struttura e contenuto del Bilancio**

Il presente bilancio d'esercizio si compone di Stato Patrimoniale, Conto Economico, Rendiconto finanziario, Prospetto delle variazioni di Patrimonio netto, nonché delle Note esplicative.

Per quanto riguarda gli schemi di bilancio che la società ha scelto di adottare si segnala che:

- Nello “Stato patrimoniale” le attività e le passività sono ordinate per scadenza, separando le poste correnti e non correnti con scadenza, rispettivamente, entro e oltre 12 mesi;
- Il “Conto economico” è presentato in forma scalare per natura;
- Il “Rendiconto finanziario” è redatto applicando il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7;

- Il “Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto” è predisposto secondo quanto previsto dallo IAS 1.

La valuta funzionale utilizzata per la presentazione del bilancio d'esercizio è l'euro e tutti i valori sono espressi in migliaia di euro tranne quando diversamente indicato. Ai fini espositivi i valori sono riportati senza indicazione dei decimali.

Le voci contenute nei prospetti di Stato Patrimoniale, Conto Economico e Rendiconto Finanziario sono poste a confronto con le corrispondenti voci del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2007.

Il presente documento è stato assoggettato a revisione contabile da parte della società di revisione PricewaterhouseCoopers S.p.A., società alla quale è stata altresì affidata l'attività di controllo contabile.

### ***Principi contabili e criteri di valutazione***

Di seguito si riportano sinteticamente i principi contabili ed i criteri di valutazione adottati. I criteri di valutazione sono adottati nell'ottica della continuità aziendale e rispondono ai principi di competenza, di rilevanza e significatività dell'informazione contabile e di prevalenza della sostanza economica sulla forma giuridica.

Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio è quello del costo ad eccezione degli strumenti derivati per i quali il principio IAS 39 ne obbliga la valutazione al fair value.

### **Utilizzo di stime**

La redazione del bilancio e delle relative note esplicative richiede l'applicazione di principi e metodologie contabili che a volte si basano su complesse valutazioni soggettive e stime legate all'esperienza storica, e su assunzioni che vengono di volta in volta considerate ragionevoli e realistiche in funzione delle relative circostanze. L'applicazione di tali stime ed assunzioni influenza l'informativa fornita e gli importi riportati nello stato patrimoniale, nel conto economico e nel rendiconto finanziario e conseguentemente nel prospetto di variazione del patrimonio netto. I valori finali del bilancio per i quali sono state utilizzate le suddette stime ed assunzioni possono differire da quelli riportati nel presente documento a causa dell'incertezza che caratterizza le assunzioni e le condizioni sulle quali si basano le stime.

Un cambiamento nelle condizioni sottostanti le assunzioni utilizzate potrebbe avere un impatto anche significativo sul bilancio, a titolo esemplificativo, su svalutazioni e ammortamenti degli attivi non correnti, fondi rischi, fair value degli strumenti finanziari. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna variazione sono contestualmente rilevate a conto economico.

### **Criteria di conversione delle poste in valuta**

La valuta funzionale e di presentazione del bilancio è l'euro.

Le operazioni in valuta estera sono iscritte al tasso di cambio in vigore alla data dell'operazione. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura del bilancio. Le differenze di cambio derivanti dalle operazioni di conversione sono riflesse sul conto economico ed iscritte tra i proventi e gli oneri finanziari. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera e valutate al costo sono convertite al tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione.

### **Attività materiali**

Gli immobili, impianti e macchinari sono valutati al costo d'acquisto o di produzione, al netto degli ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore. Il costo include gli oneri direttamente sostenuti per predisporre le attività al loro utilizzo, nonché eventuali oneri di smantellamento e di rimozione (nei casi previsti dallo IAS 37), iscritti al valore attuale dell'onere futuro che si stima di sostenere. Il costo include altresì gli eventuali interessi passivi sostenuti su finanziamenti destinati all'acquisizione o costruzione di immobili, impianti e macchinari.

L'ammortamento ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa, ossia sulla base della stimata vita utile.

La vita utile degli immobili, impianti e macchinari ed il loro valore residuo sono rivisti ed aggiornati, ove necessario, almeno alla chiusura di ogni esercizio. Il valore di presunto realizzo che si ritiene di recuperare al termine della vita utile, ove determinato, non è ammortizzato.

Quando l'attività oggetto di ammortamento è composta da elementi distintamente identificabili, la cui vita utile differisce significativamente da quella delle altre parti che compongono l'attività, l'ammortamento è effettuato separatamente per ciascuna di tali parti, in applicazione del metodo del *component approach*.

I costi di manutenzione ordinaria sono addebitati integralmente al conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi sostenuti per le manutenzioni effettuate a intervalli regolari (*c.d. Major Inspection*) sono attribuiti ai cespiti cui si riferiscono e sono ammortizzati in relazione alla specifica residua possibilità di utilizzo degli stessi.

L'ammortamento dei beni gratuitamente devolvibili è calcolato a quote costanti sulla base del periodo minore tra la durata residua della concessione e la vita utile stimata degli stessi.

I terreni, sia liberi da costruzioni sia annessi a fabbricati civili ed industriali non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati	40 anni
Attrezzature; Generatori di vapore; Macch. Meccanico; Opere idrauliche	20 anni
Impianti a Ciclo Combinato	25 anni
Manutenzioni	da 2 a 8 anni
Calcolatori elettronici; Macchine d'ufficio; Dotazioni informatiche	5 anni
Linee di trasporto	35 anni
Impianti di teletrasmissione e Attrezzature industriali	10 anni

Gli immobili, impianti e macchinari detenuti in virtù di contratti di locazione finanziaria, attraverso i quali sono sostanzialmente trasferiti alla Società tutti i rischi e benefici legati alla proprietà del bene, sono iscritti come attività al loro valore corrente o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, inclusa l'eventuale somma da pagare per l'esercizio dell'opzione di acquisto. La corrispondente passività verso il locatore è iscritta in bilancio nelle passività finanziarie e viene progressivamente ridotto in base al piano di rimborso della quota capitale inclusa nei canoni periodici. I beni in locazione finanziaria sono ammortizzati su un periodo pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile del bene stesso.

Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi ed i benefici legati alla proprietà dei beni sono classificati come leasing operativi. I canoni riferiti a leasing operativi sono rilevati a conto economico in quote costanti negli esercizi di durata del contratto di leasing.

Se vi sono indicatori di svalutazione le immobilizzazioni materiali sono assoggettate ad una verifica di recuperabilità (c.d. "impairment test") che è illustrata nel successivo paragrafo "Riduzione di valore delle attività".

### **Attività immateriali**

Le attività immateriali sono costituite da elementi non monetari, identificabili e privi di consistenza fisica, controllabili e atti a generare benefici economici futuri. Tali elementi sono rilevati al costo di acquisto e/o di produzione, comprensivo delle spese direttamente attribuibili sostenute per predisporre l'attività al suo utilizzo, al netto degli ammortamenti cumulati, nei casi in cui è previsto un processo d'ammortamento, e delle eventuali perdite di valore. L'ammortamento ha inizio nel momento in cui l'attività è disponibile all'uso ed è ripartito sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione della stessa, ossia sulla base della stimata vita utile.

I costi di ricerca sono imputati al conto economico nell'esercizio di competenza. I costi di sviluppo sono capitalizzati a condizione che il costo sia attendibilmente determinabile e che sia dimostrabile che l'attività è in grado di produrre benefici economici futuri.

Relativamente ai cosiddetti diritti di emissione, nonché a fattispecie economiche ad essi assimilati, in seguito alla mancata approvazione da parte dell'EFRAG dell'IFRIC 3 (Emission Rights) e quindi del suo successivo ritiro, non esiste attualmente uno specifico principio contabile internazionale sulla questione. Nell'attesa di un nuovo principio Tirreno Power, considerato che si approvvigiona dei suddetti titoli ambientali per far fronte al proprio fabbisogno nell'esercizio della propria attività industriale (c.d. *own use*), ha deciso di adottare, anche sulla base di benchmark di mercato, il metodo lordo che comporta l'iscrizione dei diritti di emissione tra le immobilizzazioni immateriali al loro fair value, che è pari al costo storico, e l'iscrizione dei diritti di emissione da consegnare tra le passività. Le quote assegnate gratuitamente sono iscritte ad un valore nullo. Trattandosi di un bene a utilizzo istantaneo tale posta non è soggetta ad ammortamento ma ad impairment test.

### **Avviamento**

L'avviamento derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o joint-venture è inizialmente iscritto al costo e rappresenta l'eccedenza del costo d'acquisto rispetto alla quota di pertinenza dell'acquirente del valore corrente delle attività e passività (attuali e potenziali). Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è più ammortizzato e viene decurtato delle eventuali perdite di valore accumulate, determinate con le modalità descritte nel seguito.

L'avviamento derivante da acquisizioni effettuate precedentemente all'1° gennaio 2006 è iscritto al valore registrato a tale titolo nell'ultimo bilancio redatto sulla base dei precedenti principi contabili (31 dicembre 2005) prima della data di transizione agli IAS/IFRS. L'avviamento viene sottoposto a un'analisi di recuperabilità con cadenza annuale o anche più breve nel caso in cui si verificano eventi o cambiamenti di circostanze che possano far emergere eventuali perdite di valore (si rinvia al successivo paragrafo "Riduzione di valore delle attività"). Alla data di acquisizione, l'eventuale avviamento emergente viene allocato a ciascuna delle unità generatrici di flussi finanziari che ci si attende beneficeranno degli effetti sinergici derivanti dall'acquisizione.

### **Riduzione di valore delle attività**

A ciascuna data di riferimento, gli immobili, impianti e macchinari e le attività immateriali con vita indefinita sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di eventuali indicatori di riduzione del loro valore. Se è identificata la presenza di tali indicatori, si procede alla stima del valore recuperabile delle attività interessate, imputando l'eventuale svalutazione a conto economico. Il valore recuperabile di un'attività è il maggiore tra il suo fair value, ridotto dei costi di vendita, e il suo valore d'uso, laddove quest'ultimo è il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per tale attività. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati con un tasso di sconto

ante imposte che riflette la valutazione del costo del denaro per l'impresa, rapportato al periodo dell'investimento ed ai rischi specifici dell'attività. Una riduzione di valore è riconosciuta a conto economico quando il valore di iscrizione dell'attività è superiore al valore recuperabile.

Nel caso dell'avviamento e delle eventuali altre attività immateriali a vita utile indefinita o di attività non disponibili per l'uso, tale valutazione viene effettuata almeno annualmente.

Per le immobilizzazioni materiali e immateriali (ma non per l'avviamento), se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a conto economico, nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e fossero stati effettuati gli ammortamenti.

### ***Rimanenze***

Le materie prime, sussidiarie e di consumo sono valutate al minore tra il costo di acquisto determinato con il metodo della media ponderata ed il valore di realizzo desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo di acquisto viene determinato per periodo di riferimento, relativamente ad ogni voce di magazzino. Il costo medio ponderato include gli oneri accessori di competenza riferiti agli acquisti del periodo.

Il valore delle scorte obsolete e a lenta movimentazione è svalutato in relazione alla possibilità di utilizzo o di realizzo, mediante lo stanziamento di un apposito fondo obsolescenza materiali.

### ***Strumenti finanziari***

Gli strumenti finanziari includono le attività e passività finanziarie la cui classificazione è determinata al momento della loro iniziale rilevazione, in funzione dello scopo per cui le stesse sono state acquistate. Gli acquisti e le

vendite di strumenti finanziari vengono rilevati per data di negoziazione (“trade date”).

Gli strumenti finanziari includono oltre le partecipazioni disponibili per la vendita, le altre attività finanziarie non correnti, i crediti ed i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali, gli altri crediti originati dall'impresa nonché le altre attività finanziarie correnti come le disponibilità liquide ed i mezzi equivalenti ovvero i depositi bancari ed i crediti finanziari esigibili entro tre mesi. Rientrano, inoltre, tra gli strumenti finanziari i debiti finanziari, i debiti commerciali, gli altri debiti ed altre passività finanziarie e gli strumenti derivati.

La loro valutazione iniziale tiene conto dei costi di transazione direttamente attribuibili all'acquisizione o dei costi di emissione che sono inclusi nella valutazione iniziale degli strumenti finanziari. Il fair value degli strumenti quotati in pubblici mercati è determinato facendo riferimento alle quotazioni (bid price) alla data di bilancio. Il fair value degli strumenti non quotati, inclusi quelli relativi all'energia elettrica, viene invece misurato facendo riferimento a tecniche di valutazione finanziaria o ricorrendo a primarie controparti finanziarie. In particolare il fair value degli IRS è misurato attualizzando i flussi di cassa attesi, il fair value dei forward su cambi è determinato sulla base dei tassi di cambio di mercato alla data di riferimento e ai differenziali di tasso tra le valute interessate, mentre i fair value dei derivati relativi all'energia sono determinati utilizzando modelli basati sulla best practice di settore.

In generale nell'applicazione dei suddetti modelli si utilizzano dati di mercato piuttosto che dati interni all'azienda.

### ***Crediti commerciali***

I crediti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale) al netto delle relative perdite di valore.

Qualora vi sia una obiettiva evidenza di indicatori di perdite di valore, il valore delle attività viene ridotto in misura tale da risultare pari al valore

scontato dei flussi ottenibili in futuro: le perdite di valore determinate attraverso impairment test sono rilevate a conto economico. Significative difficoltà finanziarie del debitore, la probabilità che il debitore sia soggetto a procedure concorsuali, o il ritardo fisiologico nell'onorare i pagamenti (pari ad almeno 30 giorni) rappresentano indicatori di perdite di valore. Qualora nei periodi successivi vengano meno le motivazioni delle precedenti svalutazioni, il valore delle attività viene ripristinato fino a concorrenza del valore che sarebbe derivato dall'applicazione del costo ammortizzato qualora non fosse stato effettuato l'impairment. Per quanto riguarda i crediti commerciali e, in generale, le poste attive e passive aventi durata residua uguale o inferiore a 12 mesi, il fair value si assume ragionevolmente approssimato al loro valore di carico.

#### ***Disponibilità liquide e mezzi equivalenti***

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono i valori numerari, ossia quei valori che possiedono i requisiti della disponibilità a vista o a brevissimo termine, del buon esito e dell'assenza di spese per la riscossione e sono valutate al fair value.

#### ***Cancellazione (derecognition) delle attività finanziarie***

Le attività finanziarie sono rimosse dallo stato patrimoniale quando il diritto di ricevere i flussi di cassa dallo strumento si è estinto e la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici relativi allo strumento stesso ed il relativo controllo.

#### ***Debiti commerciali***

I debiti commerciali la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali non sono attualizzati e sono iscritti al costo (identificato dal loro valore nominale).

### ***Passività finanziarie***

Le passività finanziarie, relative a finanziamenti, debiti commerciali ed altre obbligazioni a pagare, sono inizialmente rilevate al costo corrispondente al *fair value* della passività stessa al netto dei costi sostenuti per l'acquisizione dei finanziamenti (costi di transazione). A seguito della rilevazione iniziale le passività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato, applicando il criterio del tasso effettivo di interesse. Sono conseguentemente rideterminati gli oneri finanziari netti sulla base del metodo del tasso effettivo di interesse.

Se vi è un cambiamento dei flussi di cassa attesi ed esiste la possibilità di stimarli attendibilmente, il valore dei prestiti è ricalcolato per riflettere tale cambiamento sulla base del valore attuale dei nuovi flussi di cassa attesi e del tasso interno di rendimento inizialmente determinato. Le passività finanziarie sono classificate fra le passività correnti, salvo che la Società abbia un diritto incondizionato a differire il loro pagamento per almeno 12 mesi dopo la data di riferimento.

Le passività finanziarie sono rimosse dallo Stato Patrimoniale quando la specifica obbligazione contrattuale è estinta.

### ***Strumenti di finanza derivata***

I derivati sono rilevati alla data di negoziazione al *fair value* e contabilizzati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto di copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, periodicamente verificata, è elevata.

Quando gli strumenti finanziari derivati contabilizzati come di copertura coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge), le variazioni di *fair value* sono rilevate a patrimonio netto tra le riserve mentre la porzione inefficace viene iscritta a conto economico. Le poste i cui flussi di cassa sono oggetto di copertura del tipo cash flow hedge sono valutate al costo ammortizzato. In via prospettica si procederà a interrompere la contabilizzazione secondo la metodologia del cash flow hedge a partire dal momento nel quale si perdano i requisiti richiesti.

Le successive variazioni del Fair Value in tal caso vengono imputate al conto economico. La riserva di cash flow hedge residua contabilizzata direttamente nel patrimonio netto fino a che la copertura non è più considerata efficace dovrà essere imputata a conto economico nel momento in cui ha luogo la transazione, o le transazioni, cui si riferisce.

Se i derivati sono definibili ai sensi dello IAS 39 quale copertura del rischio di prezzo (fair value hedge), essi sono iscritti nello stato patrimoniale e sono valutati al fair value e gli utili o le perdite determinati sono iscritti al conto economico; le corrispondenti poste coperte con derivati sono valutate al fair value.

Le variazioni del fair value degli strumenti di finanza derivata posti in essere dalla Società che non soddisfano i requisiti previsti per la contabilizzazione quali strumenti di copertura (c.d. hedge accounting), rilevate successivamente alla prima iscrizione, sono trattate quali componenti positivi o negativi del risultato economico dell'esercizio.

Ai fini della corretta rilevazione, classificazione, rappresentazione in bilancio e successiva misurazione le operazioni di finanza derivata in essere possono essere suddivise come segue:

1. *Operazioni definibili di copertura ai sensi dello IAS 39*: si tratta di operazioni a copertura di flussi finanziari (cash flow hedge). Per le operazioni di cash flow hedge, il risultato maturato è ricompreso nel risultato operativo quando realizzato, mentre il valore prospettico è esposto a patrimonio netto.
2. *Operazioni non definibili di copertura contabile ai sensi dello IAS 39, ancorché con finalità di copertura*: la società detiene strumenti derivati allo scopo di coprire la propria esposizione dal rischio di oscillazione dei prezzi di vendita di energia elettrica e di acquisto dei combustibili. Coerentemente con la strategia prescelta, la Società non pone in essere operazioni su derivati a scopi speculativi. Qualora tali operazioni non siano qualificabili come di copertura ai sensi dello IAS 39, il

risultato maturato e il valore prospettico sono ricompresi nel risultato operativo.

### ***Derivati impliciti***

I derivati impliciti inclusi in altri strumenti finanziari o in altri contratti sono trattati come derivati separati, quando i loro rischi e caratteristiche non sono strettamente correlati a quelli dei contratti che li ospitano e quest'ultimi non sono valutati a fair value con iscrizione dei relativi utili e perdite a conto economico.

### ***Benefici ai dipendenti***

I benefici a breve termine sono contabilizzati a conto economico nel periodo in cui viene prestata l'attività lavorativa.

Si segnala che, in relazione alla riforma previdenziale del 2007, è stato effettuato il *restatement* del fondo TFR adottando la nuova impostazione metodologica ovvero considerando che le quote maturate a partire dal 1° gennaio 2007 siano un *defined contribution benefit* e quindi non rientrino nel calcolo della passività. Laddove il fondo maturato al 31 dicembre 2006 viene trattato quale *defined benefit plan*, i benefici garantiti ai dipendenti sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto, così come anche gli altri benefici a lungo termine (Mensilità aggiuntive, Agevolazioni tariffarie e Premi fedeltà).

Il costo dei benefici previsti dai vari piani è determinato, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento.

La valutazione delle passività in oggetto è periodicamente affidata ad attuari indipendenti. Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione dei calcoli attuariali sono rilevati a conto economico.

Per i piani a contribuzione definita si rilevano contabilmente i contributi solo quando i dipendenti abbiano prestato la loro attività e quindi quei contributi siano maturati. In quest'ultima ipotesi la Società paga dei contributi

fissi a una entità distinta (ad es. un Fondo) e non avrà alcuna obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi qualora l'entità deputata non sia solvente.

### ***Fondi per rischi e oneri***

I fondi sono iscritti a fronte di perdite e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali, tuttavia, non sono determinabili precisamente l'ammontare e/o la data di accadimento.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di una obbligazione attuale (legale o implicita) nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare sia stimato in modo attendibile.

Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo, l'accantonamento è oggetto di attualizzazione utilizzando una curva tassi che rifletta il valore finanziario del tempo espresso dal mercato ed i rischi associati alla passività. Quando l'accantonamento è stimato tenendo conto del processo di attualizzazione, l'incremento del fondo, connesso al trascorrere del tempo, è imputato a conto economico come onere finanziario. Se la passività è relativa ad attività materiali (esempio per lo smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce; la rilevazione dell'onere a Conto Economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce, nonché mediante la rilevazione degli oneri finanziari di rivalutazione della passività stessa.

### ***Riconoscimento dei ricavi***

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (fair value) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti tenendo conto di eventuali sconti e riduzioni legati alle quantità.

I ricavi legati alla vendita di energia elettrica sono rilevati al momento della erogazione della fornitura, ancorché non fatturati, in base ai prezzi effettivi di vendita sulla Borsa dell'energia o alle condizioni stabilite contrattualmente, tenuto conto della normativa vigente.

I ricavi delle prestazioni di servizi sono rilevati, quando possono essere attendibilmente stimati, sulla base del metodo della percentuale di completamento.

Gli altri ricavi sono determinati in base alle condizioni di contratto che tengono conto dei rischi e benefici trasferiti.

#### ***Riconoscimento dei costi***

I costi sono rilevati nei periodi nei quali sono contabilizzati i relativi ricavi e, in generale, in ossequio al principio della competenza economica. I costi che non possono essere associati ai proventi sono rilevati immediatamente a conto economico.

#### ***Proventi ed oneri finanziari***

I proventi e gli oneri finanziari sono rilevati per competenza sulla base degli interessi maturati sul valore delle relative attività e passività finanziarie utilizzando il tasso di interesse effettivo.

#### ***Dividendi***

I dividendi distribuibili agli azionisti sono rappresentati come movimenti di Patrimonio netto alla data in cui sono approvati dall'Assemblea degli Azionisti.

#### ***Contributi pubblici***

I contributi pubblici, in presenza di una delibera formale di attribuzione da parte dell'ente erogante, sono rilevati per competenza in diretta correlazione con i costi sostenuti. In particolare, i contributi in conto esercizio vengono accreditati al conto economico nella voce "Altri ricavi", mentre i contributi pubblici in conto capitale che si riferiscono ad immobili, impianti e macchinari

sono registrati come ricavi differiti nel passivo dello stato patrimoniale. Il ricavo differito è imputato a conto economico come provento in quote costanti determinate con riferimento alla vita utile del bene cui il contributo ricevuto è direttamente riferibile.

### ***Imposte sul reddito***

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari, o accantonate nell'apposito fondo, e calcolate in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore alla data di rendicontazione.

Le imposte differite ed anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando le aliquote fiscali che ci si attende saranno applicabili nell'esercizio in cui sarà realizzata l'attività o estinta la passività.

Le passività fiscali differite sono generalmente rilevate per tutte le differenze temporanee imponibili, mentre le imposte anticipate sono rilevate nella misura in cui si ritenga probabile la loro futura recuperabilità, periodicamente verificata.

Le imposte correnti e differite sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto; in tal caso l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente nella specifica voce del patrimonio netto.

### ***Risultato per azione***

Il "risultato base" per azione è calcolato dividendo il risultato d'esercizio della società per il numero medio delle azioni ordinarie in circolazione durante l'esercizio. Il "risultato diluito" per azione è calcolato dividendo il risultato d'esercizio della società per il numero medio delle azioni ordinarie in circolazione durante l'esercizio, ove, rispetto all'utile di base, la media ponderata delle azioni in circolazione è modificata assumendo la conversione

di tutte le potenziali azioni aventi effetto diluitivo, mentre il risultato d'esercizio è rettificato per tener conto degli effetti, al netto delle imposte, della conversione. Il risultato per azione diluito non viene calcolato nel caso di perdite, in quanto qualunque effetto diluitivo determinerebbe un miglioramento del risultato per azione.

### **Variazioni di Principi contabili Internazionali**

A decorrere dal 2008 vengono adottati per la prima volta i seguenti principi e interpretazioni, a seguito della definizione del processo di omologazione da parte della Comunità Europea, che per la Società hanno comportato essenzialmente effetti sull'informativa di bilancio:

- Il regolamento 1004/2008 che ha modificato in parte il dettato dello IAS 39 e IFSR 7. Tale cambiamento consente, qualora ricorrano alcuni requisiti, di riclassificare talune attività in bilancio, esclusi i contratti derivati, dalla categoria "Attività di negoziazione valutate al Fair value con transito al conto economico", alla categoria "Attività disponibili per la vendita con variazione del Fair Value iscritta nel Patrimonio Netto", ovvero, se trattasi di credito o finanziamenti detenuti sino alla scadenza, alla categoria "Crediti" valutati al costo o, se del caso, al costo ammortizzato. La Società, per altro, non ha optato per tale applicazione.

Alla data attuale lo IASB e l'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) hanno inoltre emesso Principi e Interpretazioni non ancora obbligatori o non ancora recepiti dal Legislatore Comunitario. Di seguito si segnalano quelli che la Società ritiene possano avere impatti potenziali sulla propria situazione patrimoniale ed economica o sull'informativa di bilancio:

- IAS 23. Il nuovo principio, che verrà applicato a partire dal 1° gennaio 2009, stabilisce la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l'acquisizione, costruzione o produzione di un bene (che richiede un

rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l'uso previsto o la vendita); rispetto all'attuale versione che invece prevedeva la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a Conto economico per competenza. La Società già optava per la capitalizzazione di tali oneri finanziari;

- IAS 1. Il nuovo principio, introduce, tra l'altro, l'obbligo di presentazione del prospetto dell'utile complessivo rappresentato dal risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a Patrimonio netto. L'applicazione comporterà esclusivamente una differente informativa in bilancio.

## **Tipologia dei rischi e gestione dell'attività di copertura**

Nello svolgimento della propria attività Tirreno Power è esposta a una serie di rischi che vengono costantemente monitorati dalla Direzione aziendale secondo quanto previsto dal Manuale per la gestione del rischio.

L'assunzione di rischi da parte della Società è limitata, per natura e misura, a quelli che secondo principi di sana e prudente gestione sono i rischi ritenuti fisiologici e insiti nell'attività di generazione di energia elettrica.

L'ottimizzazione e la riduzione del livello dei rischi fisiologici viene perseguita attraverso un'adeguata struttura organizzativa, l'adozione di regole e procedure, l'implementazione di politiche commerciali e di approvvigionamento, l'impiego di coperture assicurative e di strumenti finanziari anche derivati.

Le principali tipologie di rischio identificate sono:

- Rischio Operativo
- Rischio di Mercato
- Rischio di Credito
- Rischio di Liquidità
- Rischio di tasso d'interesse sui flussi finanziari
- Rischio di default e covenant sul debito

Tutte le tipologie di rischio sono monitorate costantemente in modo da valutarne anticipatamente i potenziali effetti negativi ed intraprendere le opportune azioni per mitigarli.

I dati quantitativi relativi alla *sensitivity analysis* di seguito riportati non hanno valenza previsionale e non possono riflettere la complessità e le reazioni correlate dei mercati che possono derivare da ogni cambiamento ipotizzato.

### **Rischio Operativo**

Le attività di Tirreno Power, che vanno dalla costruzione alla gestione di impianti di produzione di energia elettrica, comportano l'assunzione di rischi operativi che, se non gestiti adeguatamente, portano a perdite economiche e patrimoniali, danni alla Società o a terzi.

Rischi di perdite o danni possono insorgere sia da eventi accidentali nel corso della costruzione degli impianti sia da improvvisa indisponibilità di uno o più macchinari critici ai processi di produzione. Attività di prevenzione e controllo, volte a contenere la frequenza di tali eventi o a ridurre l'impatto, prevedono standard di elevata sicurezza così come frequenti piani di revisione e manutenzione. Laddove appropriato, adeguate politiche di gestione del rischio e specifiche coperture assicurative in ambito industriale minimizzano le possibili conseguenze di tali danni.

Una potenziale fonte di rischio rilevante è la costante evoluzione del contesto normativo, regolatorio ed ambientale di riferimento, che ha effetti essenzialmente sui piani tariffari, di qualità del servizio e di adempimenti ambientali-tecnico-operativi. Al riguardo Tirreno Power è impegnata in una continua attività di monitoraggio al fine di recepire tempestivamente i cambiamenti intervenuti minimizzando l'impatto economico eventualmente derivante.

Nell'ambito dei rischi operativi, meritano un cenno i sistemi informativi, che supportano l'operatività aziendale per quanto concerne in particolare gli aspetti tecnici, commerciali ed amministrativi. Al fine di limitare il rischio di interruzione dell'attività a fronte di malfunzionamenti dei sistemi, Tirreno Power si è dotata di architetture hardware e software in configurazione ad alta affidabilità per quelle applicazioni che supportano attività critiche. Inoltre, nell'ambito dei servizi forniti da fornitori esterni, il servizio di monitoraggio delle attività di backup e di eventuali "restore" è strutturato per garantire ridotti tempi di ripristino.

### **Rischio di Mercato**

Il rischio di mercato è il rischio che il valore di uno strumento finanziario, così come definito dallo IAS 32, fluttui in seguito a variazioni dei cambi valutari o dei prezzi di mercato. Esso comprende non solo l'eventualità di realizzare perdite, ma anche utili. La Società è esposta al rischio di mercato prevalentemente in relazione alle oscillazioni dei prezzi dell'energia e dei combustibili, del cambio euro/dollaro, dei certificati verdi e dei diritti di emissione di CO<sub>2</sub>.

La politica della Società per la copertura dei rischi è volta a ridurre l'impatto economico di andamenti impreveduti dei mercati finanziari e dei prezzi dei mercati di approvvigionamento e di sbocco, attraverso l'impiego di appropriati strumenti finanziari anche derivati. Per politica aziendale Tirreno Power non assume posizioni speculative o di trading su strumenti finanziari.

Per fronteggiare il rischio di mercato, sia in relazione alla vendita di energia elettrica, sia all'acquisto di commodities, attraverso formule o indicizzazioni, la Società persegue per quanto possibile una politica di omogeneizzazione tra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni alle quali sono legati i ricavi riflettano i criteri di formazione dei costi in relazione agli acquisti di commodities.

Per gestire le eventuali posizioni di rischio residuo la Società fa ricorso a coperture, in una logica di protezione dei flussi di cassa derivanti dall'attività di produzione e vendita di energia elettrica. Dette operazioni di copertura possono avere l'obiettivo di stabilizzare il margine su una singola transazione o su un gruppo di transazioni omogenee, oppure di limitare l'esposizione complessiva al rischio di prezzo.

Il rischio di oscillazione del prezzo di acquisto dei diritti di emissione di CO<sub>2</sub> viene coperto attraverso l'acquisto con consegna a termine di parte del fabbisogno stimato, con l'obiettivo di stabilizzare i margini della società.

La pianificazione degli acquisti a termine di diritti di emissione di CO<sub>2</sub> avviene a valle della definizione del piano di produzione degli impianti, in

quanto solo in quel momento si concretizza la migliore stima delle emissioni di CO<sub>2</sub>. In relazione al fabbisogno previsto per il quinquennio 2008-2012, la Società ha predisposto un piano di acquisti a termine con consegne annuali nei cinque anni. Complessivamente al 31 dicembre 2008 sono stati acquistati 2.450.000 diritti di emissione di CO<sub>2</sub>, 425.000 dei quali con consegna entro gennaio 2009 per soddisfare il fabbisogno 2008.

La Società è inoltre esposta direttamente al rischio di mercato valutario con riferimento agli approvvigionamenti di carbone che risulta mitigato per il tramite dei meccanismi di "pricing" utilizzati per la definizione dei contratti bilaterali fisici di vendita di energia elettrica stipulati sul mercato libero.

Si segnala che al 31 dicembre 2008 sono rilevati tra i debiti commerciali dollari 1.189 migliaia e tra i crediti commerciali dollari 4.177 migliaia relativi sostanzialmente a conguagli su forniture di carbone. La conversione al cambio del 31 dicembre 2008 ha comportato la rilevazione di una perdita su cambi pari ad euro 115 migliaia. Al 31 dicembre 2007 risultavano debiti pari a dollari 8.081 migliaia e crediti pari a dollari 1.015 migliaia con conseguente rilevazione di un utile su cambi pari ad euro 17 migliaia.

#### *Sensitivity analysis*

In merito al rischio legato all'oscillazione del tasso di cambio €/€, un'ipotetica variazione di +/-5% del tasso di cambio alla data di bilancio, comporterebbe una variazione potenziale dei crediti per circa euro +/- 150 migliaia e dei debiti per circa euro +/- 43 migliaia.

Nell'ambito delle azioni rivolte a fronteggiare la volatilità dei flussi di cassa in relazione all'andamento del mercato valutario, si segnala che, nel corso del mese di dicembre 2008, sono stati effettuati acquisti a termine per un nozionale complessivo di 7,8 milioni di dollari US con scadenze trimestrali, l'ultima delle quali è il 23 dicembre 2009. Tale acquisto a termine è stato effettuato per far fronte ai pagamenti previsti nel corso del 2009 (da effettuare

in valuta statunitense) relativi al contratto di manutenzione a lungo termine (LTSA) della Centrale di Torrevaldaliga.

*Sensitivity analysis*

In merito al rischio legato all'oscillazione del tasso di cambio €/\$, la variazione potenziale di fair value, e la conseguente variazione delle riserve di patrimonio netto, derivante da un'ipotetica variazione di +/-5% del tasso di cambio alla data di bilancio, sarebbe pari a circa euro +/- 280 migliaia.

**Rischio di Credito**

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione della Società a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

Il rischio di credito della Società è limitato in ragione delle caratteristiche e del merito creditizio dei clienti serviti. Il portafoglio dei crediti in scadenza è costantemente monitorato dalle funzioni preposte. La Società, inoltre, pone particolare cura nella selezione di controparti primarie, nella valutazione delle referenze dei fornitori in termini di clienti serviti e rispetto degli obblighi di fornitura/prestazione, nella definizione delle penali contrattuali nei casi in cui il mancato adempimento dell'obbligazione da parte del terzo possa avere ripercussioni economiche per la Società, nell'emissione e richiesta di garanzie soprattutto di tipo finanziario. Con riferimento al rischio di credito connesso al ricorso a strumenti di copertura (quali acquisto/vendita a termine o strumenti derivati), i relativi contratti sono stipulati esclusivamente con controparti con elevato merito creditizio oppure che forniscano adeguata garanzia di adempimento, oppure con le Parti Correlate.

Per quanto riguarda i termini di pagamento applicati dalla parte preponderante della clientela, le scadenze sono maggiormente concentrate entro i trenta o i sessanta giorni dalla relativa fatturazione, di norma mensile ed effettuata entro il mese successivo a quello di fornitura.

La tabella che segue mostra come alla data del presente bilancio la totalità dei crediti commerciali è relativa a controparti di elevato standing creditizio.

Informazioni relative alla qualità delle controparti (Euro migliaia)	31.12.2008	%	31.12.2007	%
<b>Crediti per vendita di Energia</b>				
Società a partecipazione statale <sup>1</sup>	106.702	58%	190.154	84%
Parti correlate	70.405	38%	35.536	16%
Altri operatori	4.823	3%	524	0%
<b>Totale crediti per vendita di Energia</b>	<b>181.930</b>	<b>99%</b>	<b>226.214</b>	<b>100%</b>
Altre controparti	2.058	1%	1.060	0%
<b>Totale crediti commerciali</b>	<b>183.988</b>	<b>100%</b>	<b>227.274</b>	<b>100%</b>

(1) Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (GME), Acquirente Unico S.p.A. (AU) e Terna S.p.A.

### Rischio di Liquidità

Il rischio di liquidità è quello legato alla possibilità che la Società si trovi in situazione di difficoltà nel far fronte alle obbligazioni finanziarie che derivano da impegni contrattuali e, più in generale, dalle proprie passività finanziarie.

Il rischio di liquidità è ritenuto remoto in quanto la politica di gestione della tesoreria è finalizzata a mantenere un livello di cassa adeguato e ad avere a disposizione sufficienti affidamenti da parte del sistema bancario. Al 31 dicembre 2008 la società dispone di linee di credito committed non utilizzate pari ad euro 290.000 migliaia con vita residua superiore a 5 anni.

La tabella che segue riepiloga per data contrattuale di scadenza le attività e passività finanziarie e commerciali alla data del presente Bilancio.

Scadenza delle attività e delle passività finanziarie (Euro migliaia)	Entro 1 anno	Tra 1 e 2 anni	Tra 2 e 5 anni	Oltre 5 anni	Totale
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.755				8.755
Strumenti finanziari derivati	220				220
Crediti commerciali ed altre attività	223.684		31.985		255.670
<b>Totale Attività Finanziarie</b>	<b>232.659</b>	<b>-</b>	<b>31.985</b>	<b>-</b>	<b>264.644</b>
Debiti finanziari	5.555	11.110	33.335	856.438	906.438
Debiti commerciali ed altre passività	281.347				281.347
Strumenti finanziari derivati		156	15.662		15.818
<b>Totale Passività Finanziarie</b>	<b>286.902</b>	<b>11.266</b>	<b>48.997</b>	<b>856.438</b>	<b>1.203.603</b>
<b>Totale esposizione netta</b>	<b>(54.243)</b>	<b>(11.266)</b>	<b>(17.012)</b>	<b>(856.438)</b>	<b>(938.959)</b>

***Rischio di tasso d'interesse sui flussi finanziari***

La Società non ha attività finanziarie significative e i propri proventi sono sostanzialmente indipendenti dall'andamento dei tassi di interesse.

L'esposizione al rischio di variazione dei tassi di interesse è legata all'indebitamento finanziario, interamente a tasso variabile.

La Società non pone in essere derivati speculativi. La Politica di Copertura ha l'obiettivo di stabilizzare i flussi di cassa in uscita relativi agli oneri finanziari, mitigando l'effetto di aumenti dei tassi e al tempo stesso mantenendo una parte dei benefici connessi ad una riduzione degli stessi attraverso una combinazione del debito tra tasso fisso e variabile.

Nel corso del 2008 sono stati stipulati, con Istituti Bancari di primaria rilevanza sia nazionale che internazionale, contratti di copertura, definiti tali ai sensi dello IAS 39, *Interest Rate Swap (IRS)* per un nozionale di euro 150.000 migliaia. Tali operazioni di copertura, approvate dal Consiglio d'Amministrazione si aggiungono a quelle effettuate nel dicembre 2007, previste dal "Term and Revolving Facility Agreement" (TRFA), per un nozionale di euro 400.000 migliaia.

Al 31 dicembre 2008, risulta coperto circa il 70% della Term Facility – Tranche 1 (euro 550.000 migliaia su un debito di euro 800.000 migliaia).

***Sensitivity analysis***

In merito al rischio legato all'oscillazione dei tassi d'interesse, la riduzione potenziale di fair value iscritto tra le riserve di patrimonio netto, derivante da un'ipotetica e sfavorevole variazione di 50 bps dei tassi d'interesse alla data di bilancio, sarebbe pari a circa euro 4.785 migliaia, passando dall'attuale valore di euro -15.818 migliaia ad un valore pari a euro -20.603 migliaia. Si segnala che una variazione favorevole di 50 bps dei tassi di interesse comporterebbe un aumento potenziale di fair value di euro 4.965 migliaia, portando la relativa riserva a euro -10.853 migliaia.

### ***Rischio di default e covenant sul debito***

Il rischio in esame attiene alla possibilità che i contratti di finanziamento o i regolamenti dei prestiti contengano disposizioni che legittimano le controparti a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, solitamente l'immediato rimborso delle somme prestate generando conseguentemente un rischio di liquidità.

Allo stato non si è a conoscenza di alcuna situazione di default della società né della violazione di alcuno dei covenants in essere. Si rimanda a quanto precedentemente indicato nel commento relativo alla gestione del rischio di liquidità per la disamina degli strumenti e delle politiche di monitoraggio adottate dalla Società. Maggiori dettagli sui covenants in essere alla data di bilancio sono evidenziati al successivo paragrafo 11.

### ***Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati***

L'uso dei derivati finanziari è finalizzato alla protezione del patrimonio societario dalle oscillazioni dei prezzi dei fattori di rischio a cui la Società è esposta, in particolare commodity energetiche (gas, sottoprodotti prodotti petroliferi, carbone ed energia elettrica), tasso di cambio euro/USD e tassi di interesse.

Nella rappresentazione in bilancio delle operazioni di copertura si verifica la rispondenza ai requisiti di compliance con il principio IAS 39 ai fini dell'eventuale applicazione dell'hedge accounting.

Per la valutazione del fair value dei derivati finanziari relativi a energia elettrica la metodologia seguita è quella del mark to market. Si segnala che, in assenza di una curva forward di mercato, sono state effettuate stime interne utilizzando modelli basati sulla best practice di settore.

In particolare per la stima dei prezzi dell'energia si fa riferimento a report pubblicati da primaria società di ricerca di mercato i quali sono costantemente confrontati con informazioni derivati da primari Brokers privati. Tali valori vengono rimodulati e normalizzati sulla base dell'osservazione storica dei prezzi orari. Per la stima dei prezzi delle altre commodities, prevalentemente

combustibili, sono utilizzate le medie delle curve forward pubblicate dai principali Brokers di mercato. Periodicamente la Società effettua delle analisi di backtesting al fine di migliorare la qualità delle suddette stime.

La metodologia del mark to market è utilizzata anche per la valutazione del fair value dei derivati finanziari relativi ai tassi d'interesse e cambi valutari.

In particolare al fine di ottenere la valutazioni del fair value nonché gli effetti della Sensitivity Analysis sono state utilizzate curve forward di mercato, rimodulate sulle scadenze delle operazioni in essere.

## Strumenti in essere al 31 dicembre 2008

Come evidenziato nella tabella seguente, alla data del presente bilancio d'esercizio risultano come strumenti derivati in essere unicamente gli Interest Rate Swap e l'acquisto a termine di dollari US descritti in precedenza. Tali strumenti finanziari, le cui relazioni di copertura ed i test ne hanno sancito l'efficacia, sono classificati come Cash Flow Hedge e valutati al fair value iscritto a Patrimonio netto.

<i>(in migliaia di euro)*</i>	Valore nozionale	Scadenza	Valore di Stato Patrimoniale	Effetto a Conto Economico
<b>Su tassi di interesse e su tassi di cambio:</b>				
<b>Gestione del rischio su tassi di interesse</b>			<b>-15.818</b>	<b>-</b>
- a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge)	550.000	23/12/2010	-15.818	-
<b>Gestione del rischio su tassi di cambio</b>			<b>220</b>	<b>-</b>
- a copertura di flussi di cassa (cash flow hedge)	7,8 M.ni \$	21/12/2009	220	-
<b>Su commodity:</b>				
<b>Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici</b>			<b>-</b>	<b>-</b>

(\*) ove non espressamente specificato

## **Strumenti finanziari: altre informazioni**

La tabella seguente espone le attività e le passività finanziarie così come riportate nello Stato Patrimoniale sulla base:

- della relativa categoria di appartenenza così come previsto dallo IAS 39;
- del relativo criterio di valutazione;
- della relativa sottoclasse di appartenenza, determinata dalla natura degli strumenti.

Altre informazioni sugli strumenti finanziari (Euro migliaia)	31.12.2008	Categoria IAS 39	Strumenti finanziari derivati	Crediti commerciali ed altre attività	Partecipaz.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	Debiti finanziari	Debiti commerciali ed altre passività
Critero di valutazione			Fair value	Costo ammortizzato	Costo	Costo ammortizzato	Costo ammortizzato	Costo ammortizzato
<b>Attività Finanziarie</b>								
Partecipazioni in altre imprese	581	A			581			
Attività finanziarie non correnti	847	B		847				
Altre attività	31.139	B		31.139				
<b>Totale Attività non correnti</b>	<b>32.566</b>		-	<b>31.985</b>	<b>581</b>	-	-	-
Crediti Commerciali	183.988	B		183.988				
Crediti tributari	24.973	B		24.973				
Altre attività correnti	14.641	B		14.641				
Altre attività finanziarie correnti	83	B		83				
Strumenti finanziari - derivati	220	D	220					
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.755	B				8.755		
<b>Totale Attività finanziarie correnti</b>	<b>232.659</b>		<b>220</b>	<b>223.684</b>	-	<b>8.755</b>	-	-
<b>Totale Attività Finanziarie</b>	<b>265.225</b>		<b>220</b>	<b>255.670</b>	<b>581</b>	<b>8.755</b>	-	-
<b>Passività Finanziarie</b>								
Debiti verso Banche	906.438	C					906.438	
Strumenti finanziari - derivati	15.818	D	15.818					
<b>Totale Passivo non corrente</b>	<b>922.257</b>		<b>15.818</b>	-	-	-	<b>906.438</b>	-
Debiti commerciali	157.699	C						157.699
Altre passività correnti	101.158	C						101.158
Debiti per imposte sul reddito	21.599	C						21.599
Altre passività finanziarie a breve	890	B						890
<b>Totale Passivo corrente</b>	<b>281.347</b>		-	-	-	-	-	<b>281.347</b>
<b>Totale Passività Finanziarie</b>	<b>1.203.603</b>		<b>15.818</b>	-	-	-	<b>906.438</b>	<b>281.347</b>

Legenda:

A - Attività disponibili per la vendita

B - Finanziamenti e Crediti

C - Passività finanziarie al costo ammortizzato

D - Fair value imputato a Patrimonio netto

## NOTE ALLE POSTE DELLO STATO PATRIMONIALE

### ATTIVO

#### Attivo non corrente

#### 1. IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

Il dettaglio delle immobilizzazioni materiali per singole categorie con le movimentazioni del periodo è il seguente:

(Euro migliaia)	IMMOBILIZZAZIONI IN ESERCIZIO				IMMOB. ZIONI IN CORSO E ACCONTI	VALORE A BILANCIO
	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni		
-costo storico al 31.12.2007	184.197	1.480.465	8.794	2.572	181.400	1.857.428
-svalutazioni (-) al 31.12.2007	(965)	(3.045)				(4.010)
-ammortamento accumulato (-) al 31.12.2007	(78.464)	(681.794)	(7.436)	(1.365)		(769.059)
<b>Valori iniziali al 31.12.2007(A)</b>	<b>104.768</b>	<b>795.626</b>	<b>1.358</b>	<b>1.207</b>	<b>181.400</b>	<b>1.084.359</b>
Variazioni al 31.12.2008						
-acquisizioni	3.479	18.167	149	221	61.871	83.887
-alienazioni (-)	(79)	(31)				(110)
-ammortamenti (-)	(5.806)	(66.388)	(275)	(325)		(72.795)
-svalutazioni (-)						
-ripristini di valori (+)						
-passaggi in esercizio	5.549	16.084			(21.632)	0
-altri movimenti						
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>3.143</b>	<b>(32.168)</b>	<b>(127)</b>	<b>(104)</b>	<b>40.239</b>	<b>10.983</b>
<b>Valori al 31/12/2008 (A+B)</b>	<b>107.911</b>	<b>763.458</b>	<b>1.231</b>	<b>1.103</b>	<b>221.639</b>	<b>1.095.342</b>
Di cui						
-costo storico	193.144	1.514.387	8.943	2.792	221.639	1.940.905
-svalutazioni (-)	(965)	(3.045)				(4.010)
-ammortamenti accumulati (-)	(84.269)	(747.884)	(7.712)	(1.689)		(841.553)
<b>Valore netto</b>	<b>107.911</b>	<b>763.458</b>	<b>1.231</b>	<b>1.103</b>	<b>221.639</b>	<b>1.095.342</b>

Le **acquisizioni** del periodo sono pari a complessivi euro 83.887 migliaia e sono relativi alla voce “immobilizzazioni in corso ed acconti” per euro 61.871 migliaia e alle “immobilizzazioni in esercizio” per euro 22.016 migliaia.

Le acquisizioni delle “immobilizzazioni in corso” si riferiscono per euro 37.742 migliaia al nuovo impianto di produzione termoelettrica della Centrale di Napoli interessato dal Progetto di repowering, per euro 1.479 migliaia agli

investimenti sostenuti per il progetto del nuovo impianto a carbone della Centrale di Vado Ligure, per euro 9.796 migliaia alle *Major Inspection* in corso presso le Centrali di Torrevaldaliga e di Vado Ligure, nonché per euro 12.854 migliaia agli investimenti in corso presso gli altri impianti di produzione.

Le acquisizioni delle “immobilizzazioni in esercizio” si riferiscono principalmente ad incrementi patrimoniali dell'impianto a ciclo combinato della Centrale di Vado Ligure per euro 8.744 migliaia e alla realizzazione dei lavori di rinnovamento per gli impianti idroelettrici (C.le Argentina, C.le Spigno Monferrato e C.le Chiesuola) per complessivi euro 8.943 migliaia.

Gli incrementi della voce “impianti e macchinari”, pari a euro 34.251 migliaia comprensivi dei passaggi in esercizio, interessano principalmente il rinnovamento degli impianti idroelettrici per euro 11.780 migliaia, i lavori di completamento relativi all'impianto a ciclo combinato di Vado Ligure per euro 5.368 migliaia, la capitalizzazione dei costi relativi alle *Major Inspection* per euro 4.460 migliaia, nonché gli investimenti relativi a prescrizioni ambientali e ricambi strategici per euro 12.643 migliaia.

Gli incrementi della voce “terreni e fabbricati”, pari a euro 9.028 migliaia comprensivi dei passaggi in esercizio, si riferiscono principalmente ai costi capitalizzati sui fabbricati del ciclo combinato dell'impianto di Vado Ligure per euro 3.375 migliaia ed agli investimenti relativi alle “Opere comuni” della Centrale di Torrevaldaliga per euro 5.467 migliaia.

Gli **ammortamenti** delle immobilizzazioni materiali a carico dell'esercizio riguardano prevalentemente gli impianti di produzione termoelettrica (euro 58.659 migliaia), le relative *Major Inspection* (euro 11.815 migliaia) e gli oneri di ripristino (euro 466 migliaia) e sono calcolati applicando le aliquote economico-tecniche rappresentative della vita utile di ciascun *component*. Per i beni gratuitamente devolvibili l'ammortamento è commisurato alla durata della relativa concessione se inferiore alla vita utile. In base alla normativa vigente, le concessioni delle aree demaniali destinate alla produzione termoelettrica scadono nel 2020, quelle per le grandi derivazioni di acque

scadono nel 2029, quelle relative agli ammodernamenti degli impianti idroelettrici scadono nel 2039 (legge finanziaria del 2006).

Gli oneri finanziari relativi al finanziamento per il Piano di repowering capitalizzati a tutto il 31 dicembre 2008 ammontano ad euro 8.208 migliaia, invariati rispetto al 31 dicembre 2007.

Le immobilizzazioni materiali al 31 dicembre 2008, classificate in funzione della loro destinazione, sono così suddivise:

(Euro migliaia)

Tipi di Impianto	Costo originario	Fondo ammortamento	Valore Netto	Fondo svalutazione	Netto contabile
Impianti di produzione					
Centrali termoelettriche	1.638.088	(792.309)	845.778	(3.843)	841.936
Beni gratuitamente devolvibili	6.226	(6.036)	190	(167)	23
<b>Totale</b>	<b>1.644.314</b>	<b>(798.345)</b>	<b>845.968</b>	<b>(4.010)</b>	<b>841.959</b>
Centrali idroelettriche	40.106	(22.869)	17.237		17.237
Beni gratuitamente devolvibili	15.921	(6.896)	9.024		9.024
<b>Totale</b>	<b>56.027</b>	<b>(29.766)</b>	<b>26.261</b>		<b>26.261</b>
<b>Totali impianti di produzione</b>	<b>1.700.341</b>	<b>(828.111)</b>	<b>872.231</b>	<b>(4.010)</b>	<b>868.220</b>
Altri impianti e macchinario, attrezzature, altri beni	18.925	(13.442)	5.482		5.482
<b>Totale beni in esercizio</b>	<b>1.719.266</b>	<b>(841.553)</b>	<b>877.713</b>	<b>(4.010)</b>	<b>873.702</b>
Immobilizzazioni in corso ed acconti	221.639		221.639		221.639
<b>Totale</b>	<b>1.940.905</b>	<b>(841.553)</b>	<b>1.099.352</b>	<b>(4.010)</b>	<b>1.095.342</b>

Le quote di ammortamento del periodo, non imputate al Conto economico, ma che saranno dedotte in dichiarazione dei redditi, sono pari a complessivi euro 1.964 migliaia e si riferiscono alle maggiori quote, rispetto a quelle economico-tecniche, calcolate sui beni entrati in esercizio nel 2008 in base alle aliquote massimo-fiscali, come previsto dalla finanziaria per il 2008.

Al 31 dicembre 2008 non vi sono immobilizzazioni materiali della Società per le quali è stata prestata garanzia reale a terzi.

## 2. ATTIVITA' IMMATERIALI

Si fornisce, di seguito, un prospetto esplicativo con evidenza dei valori originari e delle variazioni intervenute:

(Euro migliaia)	Brevetti indus. e software applicativi	Concessioni licenze	Altre spese e perdite da ammort.re	Immob.zioni in corso e acconti	VALORE A A BILANCIO
-costo storico al 31.12.2007	2.066	42.525	2	351	44.944
-svalutazioni (-) al 31.12.2007					
-ammortamento accumulato (-) al 31.12.2007	(1.326)	(8)	(2)		(1.336)
<b>Valori iniziali al 31.12.2007 (A)</b>	<b>740</b>	<b>42.517</b>	<b>-</b>	<b>351</b>	<b>43.608</b>
Variazioni al 31.12.2008					
-acquisizioni	274	28.176		209	28.659
-riclassifiche					-
-ammortamenti (-)	(465)	(2)			(467)
-altri movimenti		(44.507)			(44.507)
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>-191</b>	<b>-16.333</b>	<b>0</b>	<b>209</b>	<b>-16.315</b>
<b>Valori al 31.12.2008 (A+B)</b>	<b>549</b>	<b>26.184</b>	<b>-</b>	<b>560</b>	<b>27.293</b>
Di cui					
-costo storico	2.339	26.194		560	29.093
-svalutazioni (-)					
-ammortamenti (-)	(1.790)	(10)			(1.800)
<b>Valore netto</b>	<b>549</b>	<b>26.184</b>		<b>560</b>	<b>27.293</b>

Le **acquisizioni** del periodo per le immobilizzazioni immateriali sono riferite sostanzialmente all'acquisto dei diritti di emissione di CO2 e dei certificati verdi.

Gli **altri movimenti** sono riferiti alla consegna dei diritti di emissione e dei certificati verdi per ottemperare all'obbligo normativo relativo all'anno 2007.

Al 31 dicembre 2008 sono presenti sul registro CO2, oltre alle quote ricevute in assegnazione gratuita, n. 150.000 quote acquistate per complessivi euro 2.938 migliaia. Per quanto riguarda invece i certificati verdi, sono stati acquistati n. 298.075 certificati per euro 23.231 migliaia, coprendo il fabbisogno dell'anno 2008 per oltre il 70%.

### **3. AVVIAMENTO**

L'avviamento, invariato rispetto al 31 dicembre 2007, è pari ad euro 331.667 migliaia ed è relativo alla parte residua del disavanzo emerso in dipendenza della fusione per incorporazione di Tirreno Power S.p.A. in Volt S.p.A. (oggi Tirreno Power S.p.A.).

Il valore residuo rappresenta un'attività immateriale con vita utile indefinita, non soggetta ad ammortamento sistematico, monitorata dal controllo di gestione a livello di Società in quanto non sono state individuate delle Cash Generating Unit di livello inferiore. Il valore contabile al 31 dicembre 2008 è stato assoggettato ad Impairment test al fine di verificare eventuali perdite di valore.

Il test, che non ha evidenziato perdite di valore, è stato condotto confrontando il valore di carico con il valore recuperabile. Quest'ultimo è stato determinato con il metodo del "discounted cash flow" applicato ai flussi di cassa risultanti dall'ultimo Piano industriale approvato dagli amministratori. In particolare, sono stati presi in considerazione flussi di cassa per un orizzonte temporale esplicito (fino al 2033), coerente con la vita utile media degli impianti e con la scadenza delle concessioni, ed è stato utilizzato, come tasso di attualizzazione per scontare i flussi di cassa, il costo medio ponderato del capitale al netto dell'effetto fiscale pari a 12,1% (WACC pre tax – Weighted Average Cost Of Capital).

La quota di ammortamento fiscale del periodo, non imputata al Conto economico, ma che sarà dedotta in dichiarazione dei redditi, è pari ad euro 17.971 migliaia con relativo effetto fiscale di euro 6.797 migliaia.

### **4. PARTECIPAZIONI IN ALTRE IMPRESE**

Sono pari ad euro 581 migliaia, invariate rispetto al 31 dicembre 2007, e si riferiscono alla partecipazione nella Società CESI S.p.A. (Centro Elettronico

Sperimentale Italiano). Detta partecipazione è rappresentativa di n. 102.600 azioni della Società, pari al 3% del capitale sociale.

## 5. ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

La voce è relativa ai crediti finanziari con esigibilità superiore ai 12 mesi.

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
- acconto d'imposta sul TFR L. 662/96	22	261	-239
- prestiti al personale ed altre partite	825	959	-134
<b>Totale attività finanziarie non correnti</b>	<b>847</b>	<b>1.220</b>	<b>-373</b>

L'acconto d'imposta sul TFR, versato in ottemperanza e con le modalità di legge, è remunerato nella stessa misura prevista per l'adeguamento del trattamento di fine rapporto. Il decremento è relativo al recupero effettuato nell'anno 2008 e calcolato secondo quanto previsto dalla legge 28/5/97 n. 140.

I "prestiti ai dipendenti", remunerati ai tassi correnti di mercato, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari.

Non risultano, al 31 dicembre 2008, immobilizzazioni finanziarie iscritte ad un valore superiore al loro fair value.

## 6. ATTIVITA' PER IMPOSTE ANTICIPATE

La voce accoglie i crediti verso l'Erario per imposte anticipate, pari ad euro 22.468 migliaia, la cui composizione è di seguito dettagliata:

<i>(in migliaia di euro)</i>	SITUAZIONE AL 31/12/2007		SITUAZIONE AL 31/12/2008		
	Saldo	Accantonamenti	Utilizzi	Adeguamento aliquote fiscali	Saldo
<b>Imposte anticipate</b>					
Svalutazione Cespiti	2.562			436	2.998
Fondi per rischi ed oneri	8.538	3.933	-3.746	1.443	10.168
Strumenti derivati	114			23	137
IAS 19	2.308			461	2.769
Immobilizzazioni IAS 16	990	24	-22	184	1.176
FV strumenti derivati a riserva CFH	0	5.220			5.220
<b>Totale imposte anticipate</b>	<b>14.512</b>	<b>9.177</b>	<b>-3.768</b>	<b>2.547</b>	<b>22.468</b>

Le movimentazioni maggiormente significative riguardano accantonamenti delle imposte anticipate connesse alla contabilizzazione a riserva di *cash flow hedge* del *fair value* degli strumenti finanziari derivati (come meglio precisato alla nota 15), nonché gli accantonamenti e utilizzi del fondo rischi ed oneri effettuati nel corso del corrente anno (come meglio dettagliato alla nota 12).

Si evidenzia, inoltre, che per effetto dell'addizionale IRES del 5,5% per le società di produzione o vendita di energia di cui al decreto legge n.112/2008, entrato in vigore il 25 giugno 2008, si è corrispondentemente incrementato il valore del credito per imposte anticipate facendo emergere una sopravvenienza attiva pari ad euro 2.547 migliaia.

## **7. ALTRE ATTIVITA'**

La voce, pari ad euro 31.139 migliaia, accoglie il credito verso l'Erario per IVA relativo sostanzialmente alle istanze annuali di rimborso 2007 e 2006 (euro 30.000 migliaia), unitamente agli interessi maturati al 31 dicembre 2008 (euro 1.082 migliaia).

Per tali istanze non è stata ancora formalizzata la relativa procedura di liquidazione per cui si prevede siano esigibili oltre i dodici mesi successivi.

La richiesta di rimborso relativa all'anno 2007 pari ad euro 10.000 migliaia è stata presentata nel mese di febbraio dell'anno 2008.

## 8. ATTIVO CORRENTE

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
Rimanenze	57.584	37.648	19.936
Crediti commerciali	183.988	227.274	-43.286
Crediti tributari	24.973	44.476	-19.503
Altre attività correnti	14.641	7.870	6.771
Strumenti finanziari - derivati	220	0	220
Altre attività finanziarie correnti	83	304	-221
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.755	2.024	6.731
<b>Totale attivo corrente</b>	<b>290.242</b>	<b>319.596</b>	<b>-29.355</b>

Di seguito il dettaglio delle singole voci:

### Rimanenze

Le rimanenze di beni fungibili, essenzialmente combustibili, evidenziano una valutazione di bilancio determinata con il metodo del prezzo medio ponderato. L'incremento rispetto al 31 dicembre 2007 è relativo sostanzialmente all'aumento delle scorte di carbone e del relativo prezzo medio ponderato di valorizzazione.

### Crediti commerciali

Tale voce, pari ad euro 183.988 migliaia, comprende essenzialmente crediti commerciali per vendita di energia e materiali diversi.

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
<b>Crediti per vendita di Energia:</b>			
- Gestore Mercato Elettrico	63.894	143.283	-79.389
- Sorgenia S.p.A.	25.490	11.200	14.290
- AceaElectrabel Trading S.p.A.	34.731	20.362	14.369
- Iride Mercato S.p.A.	3.294	1.987	1.307
- Hera Comm S.r.l.	6.890	1.987	4.903
- Terna S.p.A.	42.808	42.468	340
- Acquirente Unico	0	4.403	-4.403
- Atri operatori	4.823	524	4.299
<b>Totale crediti per vendita di Energia:</b>	<b>181.930</b>	<b>226.214</b>	<b>-44.284</b>
<b>Altri crediti di natura commerciale</b>	<b>2.057</b>	<b>1.060</b>	<b>997</b>
<b>Totale crediti commerciali</b>	<b>183.988</b>	<b>227.274</b>	<b>-43.286</b>

Si segnala che la quasi totalità dei suddetti crediti è sorta nel corso degli ultimi due mesi dell'esercizio e che alla data di redazione della presente nota risultano sostanzialmente interamente incassati o incassabili.

La variazione in diminuzione dei crediti per vendita di energia è sostanzialmente riconducibile al minor volume di vendite degli ultimi due mesi del 2008.

### **Crediti tributari**

La voce, pari ad euro 24.973 migliaia, accoglie sostanzialmente la parte di credito verso l'Erario per IVA (euro 23.920 migliaia) per la quale è presumibile ipotizzare la liquidazione o l'utilizzo in compensazione entro i prossimi dodici mesi, comprensiva dei relativi interessi maturati (euro 794 migliaia).

Nel corso dell'esercizio 2008 si è provveduto, inoltre, alla riscossione del credito IVA relativo all' annuale 2004 e al terzo trimestre dell'anno 2007 per complessivi euro 22.792 migliaia unitamente agli interessi maturati.

### Altre attività correnti

La voce pari ad euro 14.641 migliaia accoglie principalmente crediti verso fornitori (euro 8.685 migliaia) relativi ad importi in attesa di note di credito. Risultano altresì rilevati crediti verso Istituti Assicurativi per danni a impianti (euro 2.500); anticipi corrisposti a fornitori, operatori doganali, personale ecc. (euro 2.014 migliaia), nonché le quote di premi di assicurazione (euro 747 migliaia).

### Strumenti finanziari - derivati

I crediti iscritti nello Stato Patrimoniale, ai sensi dello IAS 39, a fronte della valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2008 (euro 220 migliaia) sono relativi esclusivamente a acquisti di dollari USD a termine di copertura stipulati nel corso del 2008, come meglio descritto nella parte relativa alle operazioni di copertura dei rischi.

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
FV su acquisto dollari a termine	220	0	220
<b>Fair Value iscritto nelle attività correnti</b>	<b>220</b>	<b>0</b>	<b>220</b>

### Altre attività finanziarie correnti

Le altre attività finanziarie correnti pari euro 83 migliaia si riferiscono principalmente alle quote di commissioni per fidejussioni liquidate e non ancora maturate.

### Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

La voce pari ad euro 8.754 migliaia accoglie, sostanzialmente, i saldi attivi dei conti correnti di corrispondenza e i fondi spese costituiti presso i siti aziendali.

## **PASSIVO**

### **9. PATRIMONIO NETTO**

Per le informazioni relative alla movimentazione del patrimonio netto, si rimanda al prospetto di Variazione del Patrimonio contenuto nel presente bilancio.

Il capitale sociale al 31 dicembre 2008 è rappresentato da n. 91.130.000 azioni ordinarie del valore nominale di euro 1,00 ciascuna, interamente liberate e possedute per il 50% da EBLACEA S.p.A. e per il 50% da ENERGIA ITALIANA S.p.A..

Come precisato nel successivo punto 11, sui certificati azionari è stato costituito pegno in favore del pool di banche finanziatrici. La relativa annotazione è stata trascritta sul Libro Soci.

Nella voce "Altre riserve e utili (perdite) a nuovo", è inclusa la riserva per avanzo da fusione, originatasi in sede di fusione con AIRE S.p.A. (euro 30.248 migliaia).

I movimenti della riserva di cash flow hedge si riferiscono sostanzialmente alla rilevazione del fair value complessivamente negativo dei contratti *Interest Rate Swap* (IRS) e per acquisto di dollari US a termine, pari a complessivi euro 10.451 migliaia, al netto del relativo effetto imposte. (Al 31 dicembre 2007 tale valore riferito esclusivamente ai contratti IRS era positivo e pari ad euro 933 migliaia).

Secondo quanto previsto dall'art. 7 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38, la riserva conseguente alle variazioni di patrimonio netto derivanti dall'adozione dei principi contabili internazionali, risulta liberamente disponibile.

In data 3 aprile 2008, l'Assemblea degli Azionisti ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2007 e la relativa proposta del Consiglio di Amministrazione di distribuire un dividendo di euro 1,10 per azione per complessivi euro 100.243 migliaia in tre tranches, tutte regolarmente pagate alle rispettive date

deliberate del 30 giugno, 30 settembre e 30 novembre 2008 e di destinare l'importo residuo pari ad euro 1.723 migliaia a "Utili portati a nuovo".

Con riferimento al vincolo di cui all'art. 109, comma 4, lettera b) del TUIR, relativamente alle riserve di patrimonio netto, si segnala che al 31 dicembre 2008 gli oneri dedotti extracontabilmente ammontano ad euro 302.451 migliaia al lordo del relativo fondo per imposte differite ed euro 172.598 migliaia, al netto di quest'ultimo.

Gli obiettivi identificati dalla Società nella gestione del capitale sono la creazione di valore per gli azionisti, la salvaguardia della continuità aziendale e il supporto per un costante sviluppo. La Società cerca pertanto di mantenere un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti, garantendo al contempo l'economica accessibilità alle fonti esterne di finanziamento, anche mediante il conseguimento di un *rating* adeguato. A tal fine la Società monitora costantemente l'evoluzione del rapporto tra le fonti di finanziamento interne ed esterne, nonché la generazione dei flussi di cassa delle attività industriali.

E' di seguito riportato il dettaglio delle voci di Patrimonio Netto con indicazione della loro possibilità di utilizzazione e distribuibilità, nonché della loro avvenuta utilizzazione nei precedenti esercizi:

Natura/descrizione	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile	Riepilogo delle utilizzazioni effettuate nei tre esercizi precedenti	
				Per copertura perdite	Per altre ragioni
Capitale:	91.130				
Riserve di capitale:					
Riserva da sovrapprezzo azioni	45.576	A,B,C	45.576*		
Riserva per avanzo di fusione	30.248	A,B,C	30.248*		
Riserve di utili:					
Riserva legale	18.226	B	-		
Riserva da ammortam. anticipati					27.599
Riserva Utili da storno amm.Terreni	1.950	A,B,C	1.950		
Riserva IFRS	21.785	A,B,C	21.785		
Riserva CF Hedge	-10.451	N/A			
Utile portato a nuovo	99.261		99.261**		
<b>TOTALE RISERVE</b>	<b>206.595</b>		<b>198.820</b>		

**Note:**

(\*) Ai sensi dell'art.2431 c.c., si può distribuire l'intero ammontare di tale riserva solo a condizione che la riserva legale abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 c.c..

(\*\*) In caso di distribuzione occorrerà procedere alla tassazione della quota in sospensione d'imposta, secondo le aliquote vigenti.

**Legenda:**

A: per aumento di capitale  
 B: per copertura perdite  
 C: per distribuzione ai soci

## PASSIVO NON CORRENTE

### 10. ALTRI FINANZIAMENTI A LUNGO TERMINE

La voce, pari a zero, accoglieva al 31 dicembre 2007 il debito nei confronti di Eblacea S.p.A. ed Energia Italiana S.p.A denominato "Contratto di Prestito ai Soci" che era pari ad euro 84.998 migliaia. Tale finanziamento è stato rimborsato in due tranches, rispettivamente il 30 maggio e il 30 giugno 2008.

### 11. DEBITI VERSO BANCHE

I "Debiti verso banche", pari ad euro 906.438 migliaia, si riferiscono al finanziamento "Corporate" ottenuto da un pool di banche denominato "Term and Revolving Facility Agreement" (TRFA) stipulato in data 13 giugno 2007.

Tale importo è costituito dal valore del *costo ammortizzato* del debito, pari a euro 907.872, al netto degli interessi maturati esposti, per una migliore rappresentazione di bilancio, tra le passività finanziarie a breve (euro 711 migliaia) e del valore residuo dei *transaction cost* (euro 723 migliaia) correlati alle linee di credito non utilizzate al 31 dicembre 2008.

Il TRFA è gestito da Mediocredito Centrale S.p.A. in qualità di Agente ed è costituito da due distinte linee: Term Facility e Revolving Facility. Le principali caratteristiche del finanziamento sono le seguenti:

(in migliaia di euro)	Valuta	Valore nominale (A)	Importo linee di credito (B)	(B-A)	Data inizio	Data fine	Tasso di interesse applicato	Margin	Valore contabile	Tasso di interesse effettivo	Fair Value
<b>Term Facility</b>	Euro	800.000	1.050.000	250.000	21/06/2007	30/06/2014	Euribor (365)	6 mesi +35 bp	798.349	3,8%	798.349
<b>Revolving Facility</b>	Euro	110.000	150.000	40.000	21/06/2007	30/06/2014	Euribor (365)	1 mese +25 bp	109.523	3,3%	109.523
<b>Totale</b>		<b>910.000</b>	<b>1.200.000</b>	<b>290.000</b>					<b>907.872</b>		<b>907.872</b>

Alla data di redazione del presente Bilancio, il Fair value del finanziamento coincide con il valore contabile (costo ammortizzato) del finanziamento stesso e il tasso di interesse effettivo della linea Term Facility e della linea Revolving Facility risultano rispettivamente pari al 3,8% e 3,3%.

Tra le principali clausole contrattuali si segnala:

- la disponibilità delle linee non utilizzate è fissata al 30 giugno 2009 per la Term Facility e a 30 giorni prima della scadenza del TRFA (30 giugno 2014) per la Revolving Facility;
- un piano di rimborso che prevede quote semestrali costanti a partire dal 31 dicembre 2009 più un rimborso a scadenza pari a euro 750.000 migliaia per la Term Facility e il rimborso alla scadenza di ogni periodo di interesse per la Revolving con possibilità di rinnovo;
- due financial covenants, le cui modalità di calcolo sono stabilite con le banche finanziatrici, da rispettare a ogni scadenza semestrale e annuale a partire dal 30 giugno 2008: l'Interest Cover Ratio (rapporto tra Ebitda e oneri finanziari) e il Leverage Ratio (rapporto tra indebitamento finanziario netto ed Ebitda);
- la possibilità di riduzione del "margin" al raggiungimento di livelli stabiliti del Leverage Ratio (al 30 giugno 2008 è stata ottenuta una riduzione di 5 bps del "margin" applicato);
- l'intero finanziamento è garantito da pegno sulla totalità delle azioni della Società, concesso in data 21 giugno 2007 e debitamente annotato sui libri sociali, il quale potrà essere rilasciato a partire dal 31 dicembre 2008 a condizione che il CCGT di Napoli sia entrato in esercizio commerciale o che il Leverage Ratio sia inferiore a 4,00:1

## **12. FONDI PER RISCHI ED ONERI**

La consistenza dei fondi rischi ed oneri destinati alla copertura delle passività potenziali è pari ad euro 41.896 migliaia in aumento di euro 952 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007.

La consistenza e la movimentazione dei fondi è di seguito sintetizzata:

(in migliaia di euro)	31.12.2007	Accant.ti	Utilizzi	Altro	31.12.2008
Fondo contenzioso	4.481	210	-568	-545	3.578
Fondo oneri per incentivo all'esodo	0	1.612	-1.284		328
Fondo rischi diversi :	36.464	9.755	-8.229	0	37.990
- smantellamento e ripristino siti	31.725	8.134	-5.851		34.008
- altro	4.739	1.621	-2.378		3.982
<b>Totale fondi rischi ed oneri</b>	<b>40.944</b>	<b>11.577</b>	<b>-10.081</b>	<b>-545</b>	<b>41.896</b>

Le principali variazioni attengono a quanto segue:

- **gli accantonamenti** hanno principalmente riguardato, per euro 3.600 migliaia, l'adeguamento della stima dell'importo necessario alla realizzazione della barriera idraulica presso il sito di Napoli; per euro 2.000 migliaia la bonifica del sottosuolo del sito di Vado Ligure; per euro 1.134 migliaia il riconoscimento degli oneri finanziari sui fondi di smantellamento per effetto del tasso di attualizzazione del 5% e un tasso di inflazione del 2%; per euro 1.000 migliaia l'integrazione degli importi già accantonati per oneri di smantellamento della Centrale di Napoli; per euro 847 migliaia accantonamenti per danni all'impianto VL4 di Vado Ligure e agli impianti idroelettrici di Lago e di Chiesuola del Settore Fonti Rinnovabili e per euro 774 migliaia l'adeguamento alla normativa europea "*Pressure Equipment Directive*" (PED) per l'impianto di Torrevaldaliga ;
- **fra gli utilizzi**, si segnala in particolare la riduzione pari ad euro 5.311 migliaia del fondo oneri di smantellamento e ripristino siti a fronte delle attività di demolizione effettuate presso il sito di Napoli, l'utilizzo del fondo per adeguamento alla normativa PED del sito di Vado Ligure pari ad euro 1.000 migliaia nonché euro 978 migliaia per il pagamento dei premi di affidabilità impianti per i risultati ottenuti a tutto il 31 dicembre 2008, dai turbogas di cui al contratto LTSA della Centrale di Torrevaldaliga.

**Altre informazioni:**

- Il fondo “contenzioso” accoglie le passività che si stima potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse a rapporti di fornitura, lavoro e all’esercizio degli impianti), in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni della Società. Con riferimento a quanto indicato in bilancio 2007 relativamente al contenzioso INPS si segnala che in data 11.12.2008 il Giudice ha accolto l’opposizione di Tirreno Power disponendo la revoca della cartella di pagamento dei contributi. Al momento della redazione del presente bilancio non risulta depositata la motivazione ma è lecito ritenere che il Giudice abbia accolto l’opposizione, ritenendo applicabile alla Società l’art. 20 del d.l. 112 del 25.06.2008, convertito in legge n. 133 del 06.08.2008 il quale chiarisce che, in materia di Indennità per Malattia e Maternità , il datore di lavoro, che ha corrisposto per legge o per contratto collettivo di lavoro il trattamento economico di malattia, non è tenuto al versamento dei contributi all’INPS. Si è ritenuto non modificare l’accantonamento esistente in attesa del deposito della motivazione.
- In merito al contenzioso ICI per l’anno 1999 aperto presso la Commissione Tributaria Provinciale di Roma si è provveduto al pagamento della somma di euro 394 migliaia comprensivi degli interessi maturati e allo stralcio degli importi ritenuti esuberanti.
- In merito al black-out 2003 si segnala, infine, che in data 9 luglio 2008 è pervenuta una richiesta da Enel Distribuzione S.p.A., inoltrata ai diversi operatori del sistema elettrico nazionale, di rimborso pro quota degli oneri relativi alla gestione del contenzioso di oltre 100.000 giudizi attivati dagli utenti. Allo stato attuale è difficile individuare una potenziale esposizione della Società considerato che la richiesta di Enel Distribuzione è rivolta genericamente a diversi soggetti e non contiene alcuna distinzione tra l’importo relativo ai danni, quello relativo alle spese legali di controparte e quelle sopportate da Enel. In ogni caso la pretesa di Enel si presta a

molteplici eccezioni e contestazioni. Per quanto sopra non si è ritenuto di effettuare alcun accantonamento al fondo contenzioso.

### 13. TFR E ALTRI BENEFICI AI DIPENDENTI

Ammontano ad euro 25.903 migliaia e riflettono le indennità di fine rapporto e altri benefici maturati a fine esercizio dal personale dipendente che sono valutati secondo criteri attuariali dello IAS 19 dettati per i piani a benefici definiti. In particolare per quanto riguarda lo scenario economico-finanziario i parametri utilizzati per la valutazione sono i seguenti:

#### TFR

	2008	2007
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	5,30%	5,10%
Tasso annuo di inflazione	3,20%	2,00%
Tasso annuo incremento TFR	3,90%	3,00%

#### Altri benefici dipendenti

	2008	2007
Tasso annuo tecnico di attualizzazione	5,30%	5,10%
Tasso annuo di incremento delle retribuzioni	3,20%	2,00%

Tale modalità di calcolo ha comportato, tra l'altro, l'iscrizione di oneri finanziari per euro 1.661 migliaia di cui relativamente al TFR euro 777 migliaia per "interest cost" ed euro (69) migliaia per utile attuariale.

La seguente tabella illustra le variazioni intervenute:

(in migliaia di euro)	TFR	Sconti energia dipendenti	Mensilità aggiuntive	Premi fedeltà	VALORE A A BILANCIO
<b>Valori iniziali al 31.12.2007 (A)</b>	<b>14.822</b>	<b>7.397</b>	<b>1.466</b>	<b>785</b>	<b>24.471</b>
-Accantonamenti	535	127	159	58	879
-Oneri finanziari (+)	777	387	75	32	1.271
-Utili (perdite) da attualizzazione (+/-)	-69	557	-150	52	390
-Utilizzi (-)	-953	-	-108	-45	-1.106
<b>Totale variazioni (B)</b>	<b>290</b>	<b>1071</b>	<b>-24</b>	<b>97</b>	<b>1434</b>
<b>Valori al 31.12.2008 (A+B)</b>	<b>15.112</b>	<b>8.468</b>	<b>1.442</b>	<b>882</b>	<b>25.903</b>

Il trattamento di fine rapporto si movimentava sostanzialmente a seguito degli utilizzi per i dipendenti cessati, degli accantonamenti per rivalutazione, per gli utili da attualizzazione e per gli oneri finanziari calcolati sul debito verso i dipendenti in essere.

I costi per benefici ai dipendenti rilevati nell'esercizio sono pari a euro 2.150 migliaia, di cui euro 1.271 migliaia per interessi registrati tra gli oneri finanziari e euro 879 migliaia rilevati tra i costi del personale.

La consistenza del personale per categoria di appartenenza è riportata nella seguente tabella:

(unità)	31.12.2007	Entrate	Uscite	Altro /Riclassifiche	31.12.2008	Consistenza media
Dirigenti e Quadri	48	2	4	2	48	48
Impiegati	346	18	9	0	355	356
Operai	213	10	7	-2	214	216
<b>Totale</b>	<b>607</b>	<b>30</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>617</b>	<b>620</b>

#### 14. PASSIVITA' PER IMPOSTE DIFFERITE

La voce accoglie le imposte differite relative ai costi non imputati al conto economico, ma portati in deduzione dal reddito imponibile della Società in sede di dichiarazione dei redditi, come dettagliato nella tabella seguente:

(in migliaia di euro)	SITUAZIONE AL	SITUAZIONE AL 31/12/2008			
	31/12/2007	Accantonamenti	Utilizzi	Adeguamento aliquote fiscali	Saldo
<b>Imposte differite</b>					
Ammortamenti	83.970	648	-2.961	14.289	95.946
Avviamento	12.192	6.797		2.075	21.064
Manutenzioni	12.996		-4.504	2.212	10.704
IAS 19	756		-233	561	1.084
Strumenti derivati	880			176	1.056
FV strumenti derivati a riserva CFH	0	72			72
<b>Totale imposte differite</b>	<b>110.794</b>	<b>7.517</b>	<b>-7.698</b>	<b>19.313</b>	<b>129.926</b>

Nel corso dell'esercizio 2008 si rilevano utilizzi del fondo per complessivi euro 7.698 migliaia per effetto del completamento ai fini IRES di ammortamenti fiscali (euro 654 migliaia) e del recupero ai fini IRAP delle differenze temporanee al 31 dicembre 2007, di cui al quadro EC, previsto in sei quote annue costanti (euro 2.307 migliaia), nonché al recupero di ammortamenti relativi a *major inspection* (euro 4.504 migliaia).

Si evidenzia, inoltre, l'accantonamento delle imposte differite conseguenti alla contabilizzazione a riserva di *cash flow hedge* del *fair value* degli strumenti finanziari derivati.

Si segnala infine che per effetto dell'addizionale IRES del 5,5% per le società di produzione o vendita di energia di cui al decreto legge n.112/2008, entrato in vigore il 25 giugno 2008, si è corrispondentemente incrementato il valore delle passività per imposte differite con conseguente rilevazione di una sopravvenienza passiva su imposte pari ad euro 19.313 migliaia.

## 15. STRUMENTI FINANZIARI - DERIVATI

Le passività iscritte nello Stato Patrimoniale, ai sensi dello IAS 39, a fronte della valutazione al fair value dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2008 (euro 15.818 migliaia) sono relativi esclusivamente agli Interest Rate Swap di copertura, come meglio descritto nella parte relativa alle operazioni di copertura dei rischi. Si segnala che le valutazioni di tali contratti si basano sulle curve a termine dei tassi e risentono degli effetti dei mercati finanziari illustrati nella relazione sulla gestione. Al 31 dicembre 2007 il Fair Value dei contratti IRS era positivo e pari ad euro 933 migliaia.

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
FV - su tassi di interesse	15.818	0	15.818
<b>Fair Value iscritto nelle passività non correnti</b>	<b>15.818</b>	<b>0</b>	<b>15.818</b>

## 16. PASSIVO CORRENTE

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
Fondi rischi e oneri	7.473	0	7.473
Debiti commerciali	157.699	171.668	-13.969
Debiti per imposte sul reddito	21.599	0	21.599
Altre passività correnti	101.158	59.351	41.807
Passività finanziarie a breve	890	45.779	-44.889
<b>Totale passivo corrente</b>	<b>288.820</b>	<b>276.798</b>	<b>12.020</b>

Di seguito il dettaglio delle singole voci:

### Fondi rischi e oneri

La voce accoglie le passività correnti per oneri e rischi industriali commentati dettagliatamente nella nota 12.

### **Debiti commerciali**

I “Debiti commerciali” pari ad euro 157.699 migliaia riguardano forniture di combustibili, materiali ed apparecchiature, contratti differenziali (CFD) con parti collegate, nonché appalti e prestazioni nonché le partite debitorie nei confronti di TERNA e GME per attività svolte entro il 31 dicembre 2008.

Si precisa che il decremento del valore rispetto al 31 dicembre 2007 è da attribuirsi al minor acquisto di carbone e alle risultanze positive dei contratti differenziali con le Parti correlate.

### **Debiti per imposte sul reddito**

La voce accoglie sostanzialmente l'importo del debito per IRAP corrente (euro 10.814 migliaia) al netto della compensazione con gli acconti versati, nonché il debito verso l'Erario per l'addizionale IRES del 5,5% (euro 10.717 migliaia) introdotta per le società di produzione o vendita di energia, dal decreto legge n. 112/2008 (c.d. “Robin Tax”), entrato in vigore il 25 giugno 2008 e convertito nella Legge n°133 il 6 agosto 2008.

Per quanto concerne l'IRES infatti, dal periodo d'imposta 2007, la società ha optato per il regime della trasparenza fiscale ai sensi dell'art. 115 TUIR e pertanto il carico fiscale IRES (aliquota ordinaria del 27,5%) è stato rilevato quale debito verso i soci tra le altre passività correnti.

L'importo dell'addizionale, invece, pur in presenza di un regime di trasparenza fiscale, resta a carico della società trasparente.

### **Altre passività correnti**

Le altre passività correnti, pari ad euro 101.158 migliaia, si riferiscono principalmente al debito per trasparenza fiscale verso azionisti per IRES corrente (euro 48.445 migliaia) a valle della compensazione con i crediti per acconti trasferiti e le ritenute a titolo d'acconto subite.

La voce accoglie, tra l'altro, i debiti relativi all'onere di competenza dell'esercizio per “Certificati Verdi” e “Diritti di Emissione di CO2”. Risultano

inoltre debiti per imposte sulle emissioni inquinanti, TARSU, ritenute d'acconto operate in qualità di sostituto di imposta, debiti verso Istituti previdenziali, assistenziali ed assicurativi, debiti verso personale e debiti per contributi dovuti ad Enti locali in virtù di convenzioni per opere di urbanizzazione e canoni di derivazione acque.

Nella tabella che segue è riportato il relativo dettaglio:

<i>(in migliaia di euro)</i>	<b>31.12.2008</b>	<b>31.12.2007</b>	<b>Variazioni</b>
Debiti per Certificati verdi e Diritti di emissione CO2	42.399	44.505	-2.106
Altre imposte	1.700	1.394	306
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	2.791	2.763	28
Enti locali per opere di urbanizzazione e canoni di derivazione acqua	1.504	1.980	-476
Debiti verso il personale	3.463	5.896	-2.433
Trasparenza fiscale	48.445	0	48.445
Altri	856	2.813	-1.957
<b>Totale altre passività correnti</b>	<b>101.158</b>	<b>59.351</b>	<b>41.807</b>

Si segnala che la variazione in diminuzione più significativa, nella voce "Altri", riguarda il debito per fatture da ricevere di certificati verdi (euro 2.410 migliaia) presente nell'anno 2007.

### **Passività finanziarie a breve**

Tra le passività finanziarie correnti, pari a euro 890 migliaia, sono compresi, per euro 711 migliaia, le quote maturate al 31 dicembre 2008 degli oneri finanziari relativi al finanziamento TRFA.

La variazione in diminuzione rispetto al 31 dicembre 2007 è da attribuirsi sostanzialmente alle anticipazioni bancarie (euro 44.500 migliaia) in essere al 31 dicembre 2007.

## IMPEGNI E GARANZIE

Gli impegni assunti verso fornitori sono di seguito dettagliati:

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni
Appalti e forniture varie	66.681	48.612	18.069
Acquisto combustibile termico (carbone o olio)	858.813	698.754	160.059
Contratti di repowering	20.125	44.027	-23.902
<b>Totale impegni verso fornitori</b>	<b>945.619</b>	<b>791.393</b>	<b>154.226</b>

Gli impegni per acquisto di combustibile termico sono relativi alla migliore stima dei consumi previsti a fronte dei contratti in essere al 31 dicembre 2008, anche alla luce dei dati consuntivati nell'esercizio.

Le fidejussioni richieste a favore di terzi, pari ad euro 124.949 migliaia, riguardano polizze rilasciate da banche e istituti assicurativi, su richiesta di Tirreno Power S.p.A. e principalmente a garanzia del credito I.V.A. (euro 74.683 migliaia), a garanzia di forniture estere di combustibile (euro 18.025 migliaia), del contratto di adesione alla Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) (euro 15.300 migliaia), dell'allacciamento della Centrale di Napoli su rete GRTN (euro 7.881 migliaia), a garanzia del contratto di dispacciamento energia (euro 5.057 migliaia), nonché a garanzia di concessioni demaniali (euro 1.545 migliaia). Al 31 dicembre 2007 tale voce era pari ad euro 75.142 migliaia.

La stima dell'importo residuo del valore dei contratti di manutenzione dei cicli combinati delle Centrali di Torrevaldaliga, Vado Ligure e Napoli (che si ipotizzano della durata residua dai 11 ai 15 anni circa) è pari ad euro 202.640 migliaia.

## NOTE ALLE POSTE DEL CONTO ECONOMICO

L'utile netto realizzato al 31 dicembre 2008 ammonta ad euro 100.526 migliaia, a fronte di euro 101.966 migliaia realizzati nello stesso periodo dell'esercizio 2007.

Il minor risultato di periodo rispetto al 31 dicembre 2007, nonostante il maggior volume di ricavi, è riconducibile sostanzialmente alla rilevazione delle sopravvenienze passive su imposte per effetto della c.d. Robin Tax.

### 17. RICAVI

I ricavi di vendita pari ad euro 1.479.886 migliaia presentano un incremento complessivo di euro 424.567 migliaia (+40%) rispetto al 31 dicembre 2007.

Nella tabella che segue è riportato il dettaglio relativo ai ricavi di vendita:

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
<b>Vendita di energia:</b>				
- Borsa	827.578	758.904	68.674	9%
- Mercato libero	643.969	297.398	346.571	117%
<b>Totale vendita di energia:</b>	<b>1.471.547</b>	<b>1.056.302</b>	<b>415.245</b>	<b>39%</b>
<b>Derivati su commodity</b>	<b>0</b>	<b>-1.256</b>	<b>1.256</b>	<b>-100%</b>
<b>Altre vendite e prestazioni</b>	<b>339</b>	<b>273</b>	<b>66</b>	<b>24%</b>
<b>Rimborsi assicurativi</b>	<b>8.000</b>	<b>0</b>	<b>8.000</b>	<b>n.s.</b>
<b>Totale ricavi per vendite</b>	<b>1.479.886</b>	<b>1.055.319</b>	<b>424.567</b>	<b>40%</b>

Il portafoglio commerciale della società è costituito da due tipologie di clienti, i clienti che operano sul mercato libero e quelli, invece, che operano in Borsa. I ricavi da vendita in Borsa sono comprensivi dei risultati dell'operatività sul mercato dei servizi di dispacciamento, oltre che quelli dei contratti differenziali (CFD) con le Parti Correlate; le vendite sul mercato libero, invece, si riferiscono ai contratti bilaterali fisici.

L'incremento dei ricavi per vendita di energia è riconducibile ai maggiori volumi delle vendite in ragione del primo anno completo di produzione del

nuovo ciclo combinato di Vado Ligure che, pur compensando gli effetti derivanti dal ridotto contributo del gruppo 3 sempre di Vado Ligure, rimasto fermo fino alla terza settimana di febbraio a causa del danno subito al trasformatore e degli interventi di manutenzione dei cicli combinati di Torrevaldaliga, ha consentito di immettere in rete una quantità di energia superiore rispetto all'esercizio 2007, nonché dal più elevato prezzo medio dell'energia registrato nel corrente anno.

In particolare si segnala l'incremento dei volumi di vendita di energia sul mercato libero con un conseguente aumento dei relativi ricavi di euro 346.571 migliaia (+117%).

I rimborsi assicurativi si riferiscono a quota parte del rimborso del danno diretto ed indiretto (polizza "ALL RISKS") occorso, in data 21 dicembre 2007, al trasformatore del gruppo 3 della Centrale di Vado Ligure.

## **18. ALTRI RICAVI**

Gli altri ricavi ammontano a euro 29.015 migliaia in diminuzione di euro 1.435 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007.

Si presenta di seguito il relativo dettaglio:

<i>(in migliaia di euro)</i>	<b>31.12.2008</b>	<b>31.12.2007</b>	<b>Variazioni</b>	<b>Variazioni %</b>
Sopravvenienze attive	28.283	28.997	-714	-2%
Contributi pubblici	0	232	-232	-100%
Penalità per inadempienze contrattuali	3	896	-893	ns
Altro	729	325	404	124%
<b>Totale altri ricavi</b>	<b>29.015</b>	<b>30.450</b>	<b>-1.435</b>	<b>-5%</b>

Relativamente alle sopravvenienze attive, si segnala in particolare che, ai sensi della delibera AAEG n.168/2003 articolo 24 comma 24.5 e successive modificazioni, in data 31 luglio 2008 è stato incassato l'importo di euro 18.120 migliaia oltre IVA quale corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione per i gruppi 2 e 3 di Napoli per l'anno 2006.

Analogamente, si è provveduto a rilevare il rimborso (euro 4.185 migliaia) dei maggiori oneri sostenuti in relazione alla Legge 108/2006 sull'emergenza gas dalla Centrale di Torrevaldaliga per l'anno 2006.

Le sopravvenienze attive accolgono, infine, l'importo di euro 3.037 migliaia di minor costo di acquisto di quote di Certificati Verdi relativi all'anno 2007 in seguito al dispositivo di sentenza n. 26/2008 del 22/01/2008 con il quale il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso in appello proposto dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) per la riforma della sentenza del TAR Lombardia n. 5361/2007; nonché euro 1.569 migliaia per vendita rottami derivanti dalla demolizione della Centrale di Napoli.

Si segnala che si è attualmente in attesa del completamento della procedura di liquidazione, a cura dell'Autorità, del dovuto rimborso per gli oneri derivanti dai certificati verdi per le forniture al mercato vincolato inerenti il primo trimestre dell'anno 2004.

Tenuto conto dell'indeterminatezza del valore di rimborso ed in ossequio al principio della prudenza, solo al momento della formalizzazione da parte dell'Autorità dell'entità dei rimborsi dovuti a Tirreno Power sarà possibile contabilizzare i relativi ricavi.

## **19. INCREMENTO IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI**

La voce pari a euro 4.197 migliaia risulta incrementata rispetto al 31 dicembre 2007 ed è relativa principalmente al consumo di gas metano del nuovo impianto a ciclo combinato presso la Centrale di Napoli (euro 2.921 migliaia). Si segnalano inoltre euro 1.108 migliaia relativi alla capitalizzazione del costo del personale impegnato principalmente nei progetti di rinnovamento degli impianti idroelettrici del Settore Fonti Rinnovabili (euro 322 migliaia), di Repowering dell'impianto di Napoli (euro 405 migliaia), e nelle attività conclusive del repowering del gruppo 5 di Vado Ligure (euro 283 migliaia).

## 20. MATERIE PRIME DI CONSUMO

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
Energia acquistata sul Mercato Elettrico	141.423	73.740	67.683	92%
Acquisto di combustibile per la produzione termica	850.668	556.282	294.386	53%
Altri oneri relativi ai combustibili	213	2.047	-1.834	-90%
Acquisto di materiali e apparecchi vari	14.256	15.603	-1.347	-9%
Variazione scorte combustibili	-15.403	-786	-14.617	ns
Variazione altre scorte	-3.830	-2.678	-1.152	43%
<b>Totale materie prime di consumo</b>	<b>987.327</b>	<b>644.208</b>	<b>343.119</b>	<b>53%</b>

Gli acquisti di combustibili, comprensivi della quota fissa relativa ai contratti di fornitura di gas metano, hanno riguardato:

- Per lo 0,66% olio combustibile (euro 5.322 migliaia);
- per il 21,27% carbone (euro 171.529 migliaia);
- per il 77,95% gas metano (euro 628.617 migliaia);
- per il residuo 0,12% altri combustibili (euro 968 migliaia).

La variazione in aumento dei costi di approvvigionamento di combustibili, è relativa principalmente ai maggiori volumi di produzione, all'andamento dei prezzi di acquisto dei combustibili in generale aumento, come ampiamente descritto nella Relazione sulla gestione alla quale si rimanda per un maggiore approfondimento, nonché ai maggiori costi connessi ai riacquisti di energia e per effetto della maggiore operatività nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

## 21. COSTO DEL PERSONALE

Il costo del lavoro, pari a euro 47.323 migliaia, risulta in aumento di euro 1.170 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007.

L'incremento è correlato all'aumento degli oneri derivanti dal rinnovo della parte economica del contratto collettivo di settore, nonché all'aumento dei costi relativi alle valutazioni attuariali effettuate secondo i criteri dello IAS 19.

## 22. COSTI PER SERVIZI

I costi per servizi pari a euro 92.743 migliaia risultano in aumento di euro 17.160 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007 e comprendono le seguenti tipologie di costi:

(in migliaia di euro)	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
Costi per servizi ed appalti	50.442	46.459	3.983	9%
Oneri per operazioni sul mercato elettrico	24.821	9.213	15.608	169%
Spese di assicurazione	5.091	5.057	34	1%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio	1.451	1.443	8	1%
Smaltimento rifiuti, ceneri e gessi	1.269	1.360	-91	-7%
Servizi informatici	1.117	1.492	-375	-25%
Spese telefoniche e per trasmissione dati	1.508	1.575	-67	-4%
Altri servizi	7.044	8.984	-1.940	-22%
<b>Totale costi per servizi</b>	<b>92.743</b>	<b>75.583</b>	<b>17.160</b>	<b>23%</b>

L'incremento è da attribuire ai maggiori corrispettivi sostenuti per l'utilizzo della capacità di trasporto (euro 15.487 migliaia), agli oneri connessi alle attività di manutenzione previste dal nuovo contratto Long Term Service Agreement per il ciclo combinato Vado Ligure (euro 5.567 migliaia), nonché agli oneri derivanti dagli interventi resisi necessari per ripristinare la piena operatività dell'unità 3 di Vado Ligure in seguito all'avaria accorsa al trasformatore (euro 2.510 migliaia).

Gli "altri servizi" sono relativi principalmente a costi per studi, consulenze e prestazioni professionali (euro 2.182 migliaia), spese per trasferte e formazione (euro 1.449 migliaia), e comprendono inoltre gli emolumenti del collegio sindacale (euro 218 migliaia). Il decremento rispetto al 2007 deriva

principalmente dai minor costi per consulenze e prestazioni professionali sostenuti nell'anno 2008.

### 23. ALTRI COSTI OPERATIVI

Gli altri costi operativi ammontano ad euro 62.687 migliaia in diminuzione di euro 7.150 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007.

Le variazioni più significative riguardano i minor accantonamenti al fondo per rischi ed oneri, come dettagliato in sede di commento alla nota 12.

La seguente tabella illustra il dettaglio degli altri costi operativi:

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
Contributi e canoni	4.359	2.815	1.544	55%
Accantonamenti per rischi ed oneri	8.831	12.600	-3.769	-30%
Oneri per Certificati verdi e Diritti di CO2	42.399	44.504	-2.105	-4,73%
ICI ed altre imposte e tasse	4.701	6.020	-1.319	-22%
Altri oneri	2.398	3.898	-1.500	-38%
<b>Totale costi operativi</b>	<b>62.687</b>	<b>69.837</b>	<b>-7.150</b>	<b>-10%</b>

Gli oneri per acquisto di Diritti di emissione di CO2 (euro 6.774 migliaia) sono relativi al deficit di quote di CO2 dell'esercizio. In proposito si segnala che tale deficit è stato valorizzato applicando la media dei prezzi rilevati dai contratti di acquisto in essere al 31 dicembre 2008.

Gli oneri per acquisto dei Certificati verdi sono pari a euro 35.625 migliaia e sono relativi all'onere di competenza dell'esercizio per assolvere agli adempimenti previsti dalla vigente normativa.

Gli **altri oneri**, pari a euro 2.398 migliaia, sono relativi principalmente a sopravvenienze passive (euro 1.119 migliaia), a spese di rappresentanza (euro 318 migliaia), a costi per il personale (euro 288 migliaia).

## 24. AMMORTAMENTI

La voce si riferisce agli ammortamenti del periodo, calcolati in base alle aliquote economico-tecniche, per complessivi euro 73.262 migliaia.

Nel prospetto che segue sono esposte le quote di ammortamento per tipologia di cespiti confrontati con i dati relativi all'esercizio precedente:

(Euro Migliaia)	31-dic-08	31-dic-07	Variazioni	Variazioni %
Ammortamenti fabbricati	5.806	4.572	1.234	26,99%
Ammortamenti impianti e macchinario	66.389	59.012	7.377	12,50%
Ammortamenti attrezzature industriali	275	277	-2	-0,72%
Ammortamenti altri beni	325	269	56	20,82%
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	467	625	-158	-25,28%
<b>Totale</b>	<b>73.262</b>	<b>64.755</b>	<b>8.507</b>	<b>13,14%</b>

## 25. ONERI FINANZIARI

Gli oneri finanziari ammontano ad euro 55.689 migliaia in aumento di euro 4.817 migliaia rispetto all'esercizio 2007. L'incremento è riconducibile alla dinamica dei tassi di interesse, nonché agli oneri finanziari maturati sugli accantonamenti ai fondi.

La seguente tabella ne illustra la composizione:

(in migliaia di euro)	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
Interessi passivi e oneri su finanziamenti	51.774	49.102	2.672	5%
Oneri/proventi finanziari su SWAP	-2.290	-1.269	-1.021	-80%
Oneri finanziari su contratti derivati	0	1.012	-1.012	ns
Interessi passivi per decommissioning, TFR e altri benefici	2.794	1.584	1.210	76%
Altri oneri finanziari	3.412	443	2.969	670%
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>55.689</b>	<b>50.872</b>	<b>4.817</b>	<b>9%</b>

Gli **interessi passivi e oneri su finanziamenti** sono relativi agli interessi maturati verso Eblacea S.p.A. ed Energia Italiana S.p.A. (euro 2.308 migliaia) e agli interessi e commissioni sui finanziamenti verso banche relativi al

contratto TRFA (euro 48.613 migliaia). Sono infine compresi gli interessi maturati sui conti correnti bancari (euro 853 migliaia).

Gli **oneri/proventi finanziari su Swap** si riferiscono agli effetti economici relativi agli Swaps stipulati con le banche a copertura del rischio di oscillazione dei tassi d'interesse relativi al contratto TRFA.

Gli **interessi passivi per decommissioning** pari ad euro 1.134 migliaia trovano quale contropartita i fondi smantellamento e ripristino siti, mentre gli **interessi su TFR e altri benefici**, pari ad euro 1.661 migliaia, sono relativi all'applicazione dello IAS 19.

La voce "**Altri oneri finanziari**" si riferisce sostanzialmente alle differenze negative su cambi realizzate in sede di pagamento di debiti commerciali in dollari.

## 26. PROVENTI FINANZIARI

I proventi finanziari ammontano ad euro 3.371 migliaia, in diminuzione di euro 1.160 migliaia rispetto al 31 dicembre 2007. La diminuzione è da correlare prevalentemente ai minor interessi maturati sul credito IVA.

La seguente tabella ne illustra la composizione:

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
Interessi su crediti verso l'erario	1.344	3.151	-1.807	-57%
Interessi attivi su Deposito Escrow Account	0	233	-233	-100%
Interessi attivi su c/c bancari	476	522	-46	-9%
Altri proventi finanziari	1.551	625	926	148%
<b>Totale proventi finanziari</b>	<b>3.371</b>	<b>4.531</b>	<b>-1.160</b>	<b>-26%</b>

Gli **altri proventi finanziari** si riferiscono principalmente alle differenze positive, euro 1.528 migliaia, relative al pagamento dei debiti commerciali in dollari.

## 27. IMPOSTE SUL REDDITO

La voce comprende le imposte di competenza dell’esercizio, nonché le rettifiche di imposte relative ad anni precedenti.

In particolare tali rettifiche pari ad euro 17.156 migliaia, si riferiscono sostanzialmente all’addizionale IRES del 5,50% introdotta dal più volte citato decreto legge 112 del 2008, entrato in vigore il 25 giugno 2008 (c.d. “Robin Tax”), con corrispondente rilevazione di sopravvenienze attive e passive, rispettivamente pari a euro 2.547 migliaia e a euro 19.313 migliaia, sul valore residuo del credito per imposte anticipate e del debito per imposte differite.

Le imposte sul reddito sono state determinate mediante una corretta e prudente interpretazione della normativa fiscale vigente alla data di redazione del presente bilancio e secondo le specifiche modalità richieste dallo IAS 12.

Segnaliamo che alla data di redazione del presente bilancio non è ancora stata emanata la disciplina regolamentare relativa alla determinazione della base imponibile IRES per le società che adottano i principi contabili internazionali (c.d. Decreto IAS). Pertanto, la determinazione del carico di imposta corrente e differita è stato effettuato sulla base delle migliori conoscenze in essere alla predetta data e sulla base di una prudente interpretazione della normativa vigente.

Il dettaglio della composizione della stima delle imposte di competenza dell’esercizio è di seguito riportato:

<i>(in migliaia di euro)</i>	31.12.2008	31.12.2007	Variazioni	Variazioni %
IRES	64.300	4.580	59.720	1304%
IRAP	15.900	5.113	10.787	211%
Imposte anticipate	-189	2.943	-3.132	-106%
Imposte differite	-254	38.673	-38.927	-101%
<b>Totale</b>	<b>79.757</b>	<b>51.309</b>	<b>28.448</b>	<b>55%</b>

Il notevole incremento delle imposte correnti è dovuto sia all’effetto del minor ammontare di oneri deducibili (ammortamenti anticipati ed “eccedenti”)

in virtù della norma introdotta con la Finanziaria 2008 che ne ha eliminato la possibilità di deduzione direttamente in dichiarazione dei redditi (quadro EC), sia al maggior risultato ante imposte.

Per quanto riguarda le note di commento alla movimentazione delle imposte anticipate e differite si rimanda a quanto indicato in sede di commento alle rispettive voci dello stato patrimoniale.

Di seguito è rappresentata la riconciliazione tra aliquota di imposta teorica ed effettiva per il periodo di riferimento:

<i>(in migliaia di euro)</i>			
<b>RICONCILIAZIONE FISCALE IRES E IRAP</b>			
<b>IRES</b>	<b>Valori</b>	<b>Tassazione</b>	<b>%</b>
Carico effettivo Risultato ante imposte	180.283	64.300	35,67%
Carico teorico Risultato ante imposte	180.283	59.493	33,00%
Differenza Effettivo - teorico	-14.566	-4.807	-2,67%
<u>Dettaglio e riconciliazione:</u>			
Costi non deducibili/tassabili	48.018	15.846	8,79%
Ricavi deducibili/non tassabili	-32.980	-10.884	-6,04%
Deduzioni extra contabili (10% IRAP)	-472	-156	-0,09%
<b>Totali</b>	<b>194.848</b>	<b>64.300</b>	<b>33,00%</b>
<b>IRAP</b>	<b>Valori</b>	<b>Tassazione</b>	<b>%</b>
Carico effettivo - Risultato ante imposte	305.911	15.900	5,20%
Carico teorico Risultato ante imposte	305.911	14.745	4,82%
Differenza effettivo - teorico	-23.913	-1.155	-0,38%
<u>Dettaglio e riconciliazione</u>			
Costi non deducibili/tassabili	65.569	3.160	1,03%
Ricavi deducibili/non tassabili	-30.203	-1.456	-0,48%
Cuneo fiscale + INAIL	-11.401	-550	-0,18%
<b>Totali</b>	<b>329.876</b>	<b>15.900</b>	<b>4,82%</b>

## 28. RISULTATO PER AZIONE

Per la determinazione del risultato per azione è stato assunto il risultato netto attribuito agli azionisti. Il denominatore utilizzato nel calcolo è rappresentato dal numero delle azioni emesse, sia nel calcolo dell'Utile Base che dell'Utile Diluito, non sussistendo elementi diluitivi né al 31 dicembre 2008 né al 31 dicembre 2007.

(Euro)	Periodo al 31.12.2008	Periodo al 31.12.2007
Risultato netto del periodo	100.525.774	101.965.585
Numero medio azioni ordinarie (unità)	91.130.000	91.130.000
Risultato per azione - base e diluito	1,10	1,12

### Rapporti con imprese controllate, collegate, controllanti ed imprese sottoposte al controllo di queste ultime

Come più volte menzionato, Tirreno Power è controllata pariteticamente da Energia Italiana S.p.A. e Eblacea S.p.A. Per quanto riguarda le principali operazioni con i soci si rileva che, alla data del 31 dicembre 2008 risultano azzerati i finanziamenti subordinati in essere al 31 dicembre 2007 per il cui commento si rinvia al precedente punto 10.

I debiti relativi alla Trasparenza fiscale si riferiscono al debito per imposte correnti IRES a valle della compensazione con i crediti per acconti trasferiti e le ritenute a titolo d'acconto subite, come meglio precisato in nota 16.

Le operazioni poste in essere con altre parti correlate, descritte nel seguito, sono state effettuate a normali condizioni di mercato e nell'interesse della Società.

Sono di seguito evidenziate le operazioni finanziarie e commerciali, queste ultime legate prevalentemente a vendite di energia:

(in migliaia di euro)	Crediti 31/12/08	Debiti 31/12/08	Impegni 31/12/08	Anticipi 31/12/08	Costi 31/12/08	Ricavi 31/12/08
<b>Finanziari</b>						
<b>EBLACEA S.p.A.</b>						
Contratto di prestito Soci interessi					1.154	
Trasparenza fiscale		24.223				
<b>ENERGIA ITALIANA S.p.A.</b>						
Contratto di prestito Soci interessi					1.154	
Trasparenza fiscale		24.223				
<b>Totale</b>		<b>48.446</b>			<b>2.308</b>	
<b>Commerciali</b>						
AceaElectrabel Trading S.p.A.	34.731					387.017
Sorgenia S.p.A.	27.747	4.632	11.283		7.215	183.110
Iride Mercato S.p.A.	3.295				14	31.777
Hera Trading S.r.l.	6.890	2.646			10.329	31.562
Tractebel Engineering Suez		320		62	2.114	
Sorgenia Progetti S.r.l.		74			528	
Electrabel Suez SA	2.652	2.652	13.258		7	
Electrabel Italia SpA	78					69

I contratti stipulati con parti correlate e collegati alla vendita di energia riflettono le normali condizioni di mercato e sono stati conclusi avendo come punto di riferimento i parametri propri del settore dell'energia. Si precisa che l'importo dei ricavi è esposto al netto dell'effetto complessivamente negativo dei contratti differenziali (CFD), pari a euro 8.461 migliaia.

La presenza di contratti stipulati a monte garantisce un profilo di produzione che ottimizza le performance degli impianti non essendo soggetto alle esigenze di rete, legate alla Borsa Elettrica.

Come ampiamente illustrato nella sezione inerente la gestione dei rischi, la Società fa ricorso a coperture, in una logica di protezione dei flussi di cassa derivanti dall'attività di produzione e vendita di energia elettrica. Dette operazioni di copertura possono avere l'obiettivo di stabilizzare il margine su una singola transazione o su un gruppo di transazioni omogenee, oppure di limitare l'esposizione complessiva al rischio di prezzo.

La stipula dei contratti differenziali (CFD) con le Parti Correlate, rientra in tale strategia di copertura, e porta a mitigare di fatto il rischio legato alla variabilità dei flussi di cassa dovuta alle oscillazioni del prezzo dell'energia elettrica in Borsa.

Nel corso del 2008 sono stati acquistati certificati verdi da Hera Trading S.r.l. per un importo di euro 408 migliaia e da Iride Mercato S.p.A. per un importo di euro 14 migliaia. Sono, inoltre, stati acquistati diritti di emissione CO<sub>2</sub> da Electrabel S.A. pari a euro 1.441 migliaia i cui costi sono stati rilevati per competenza nell'anno 2007. Tali acquisti sono stati effettuati a condizioni in linea con quelle normali di mercato.

Gli impegni sono relativi ad acquisti a termine di certificati di emissione di CO<sub>2</sub> ed in particolare da Electrabel S.A. di 750.000 certificati/anno per il periodo 2009-2012 per un valore complessivo di euro 13.258 migliaia e da Sorgenia S.p.A. di 625.000 certificati/anno per il periodo 2009-2012 per un valore complessivo di euro 11.283 migliaia. Tali contratti riflettono le normali condizioni di mercato in essere alla data di stipula degli stessi.

### **Attività e passività potenziali**

Non sono da evidenziare attività e passività potenziali per i due esercizi posti a confronto, rispetto a quanto già segnalato nelle note di commento 12 e 17.

### **Operazioni atipiche e inusuali**

Non sono state effettuate operazioni atipiche o inusuali, ovvero estranee alla normale gestione dell'impresa o in grado di incidere significativamente sulla situazione economico-patrimoniale della Società.

## 29. POSIZIONE FINANZIARIA NETTA

La composizione della posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2008 è dettagliata nel seguente prospetto:

euro migliaia	al 31/12/2008	al 31/12/2007	delta
A Denaro e valori in cassa	11	11	-
B Depositi bancari	8.743	2.013	6.730
C Titoli	-	-	-
<b>D Totale disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)</b>	<b>8.755</b>	<b>2.024</b>	<b>6.731</b>
<b>E Crediti finanziari correnti</b>	-	-	-
F Debiti bancari correnti	-	-	-
G Quota corrente dell'indebitamento non corrente	-	-	-
H Altri debiti finanziari correnti	-	(44.500)	44.500
<b>I Totale debiti finanziari a breve termine (F+G+H)</b>	-	<b>(44.500)</b>	<b>44.500</b>
<b>J Posizione finanziaria corrente netta (D+E+I)</b>	<b>8.755</b>	<b>(42.476)</b>	<b>51.231</b>
<b>K Crediti finanziari non correnti</b>	-	-	-
L Debiti bancari non correnti	(906.438)	(880.978)	(25.460)
M Altri debiti non correnti	-	(84.998)	84.998
<b>N Indebitamento finanziario non corrente (L+M)</b>	<b>(906.438)</b>	<b>(965.976)</b>	<b>59.538</b>
<b>O Posizione finanziaria non corrente netta (K+N)</b>	<b>(906.438)</b>	<b>(965.976)</b>	<b>59.538</b>
<b>P POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COMPLESSIVA (J+O)</b>	<b>(897.684)</b>	<b>(1.008.452)</b>	<b>110.768</b>

## Flussi finanziari

euro migliaia	31-dic-08	31-dic-07	Diff.
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti inizio periodo	2.024	3.924	(1.899)
Cash Flow da attività operativa	295.842	173.032	122.810
Cash Flow da attività di investimento	(84.370)	(190.745)	106.375
Cash Flow da attività di finanziamento	(204.741)	15.815	(220.556)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti fine periodo	8.755	2.024	6.731

Il cash flow da attività operativa nell'esercizio 2008 è positivo per euro 295.842 migliaia a fronte di euro 173.032 migliaia dell'esercizio precedente, registrando un incremento di euro 122.810 migliaia sostanzialmente per effetto della generazione di cassa connessa alla variazione del capitale circolante netto (euro 101.464 migliaia).

La liquidità assorbita dall'attività di finanziamento è stata di euro 204.741 migliaia, derivante dalla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto

nominale pari a euro 104.498 migliaia e dalla corresponsione del dividendo relativo all'esercizio 2007 (euro 100.243 migliaia).

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari a euro 2.024 migliaia al 31 dicembre 2007, si incrementano per effetto delle succitate variazioni di euro 6.731 migliaia e si attestano a euro 8.755 migliaia al 31 dicembre 2008.

