

ATTI PARLAMENTARI

XV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. **XV**
n. **178**

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

*sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo
in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259*

GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI (G.S.E.) S.p.A.

(Esercizio 2006)

Trasmessa alla Presidenza l'8 febbraio 2008

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei conti n. 91/2007 del 18 dicembre 2007	Pag.	5
Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore dei servizi elettrici (G.S.E.)	»	9

DOCUMENTI ALLEGATI

Esercizio 2006

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2006	»	85
Relazione del Consiglio di amministrazione	»	87
Relazione del Collegio sindacale	»	165
Relazione della società di revisione	»	169
Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2006	»	173
Relazione del Consiglio di amministrazione	»	175
Relazione del Collegio sindacale	»	231
Relazione della società di revisione	»	237

PAGINA BIANCA

DETERMINAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 91/2007.

LA CORTE DEI CONTI
IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 18 dicembre 2007;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

vista la determinazione n. 18/2000 in data 22 febbraio 2000 con la quale il Gestore dei servizi elettrici S.p.A. (già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.a e Gestore del sistema elettrico S.p.a.) è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

visto il bilancio d'esercizio dell'Ente suddetto, relativo all'esercizio finanziario 2006, nonché le annesse relazioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio dei Sindaci, trasmessi alla Corte in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore, Consigliere dottor Giuseppe Grasso e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria del Gestore dei servizi elettrici S.p.A. per l'esercizio 2006;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che del bilancio d'esercizio – corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di

revisione — della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

PER QUESTI MOTIVI

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2006 — corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione — del Gestore dei servizi elettrici S.p.A. — l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risaltato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'Ente stesso.

ESTENSORE

Giuseppe Grasso

PRESIDENTE

Mario Alemanno

Depositata in Segreteria il 4 febbraio 2008.

IL DIRIGENTE

(Antonio Di Virgilio)

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO
SULLA GESTIONE FINANZIARIA DEL GESTORE DEI SER-
VIZI ELETTRICI – GSE S.P.A. PER L'ESERCIZIO 2006

S O M M A R I O

Nota introduttiva	Pag.	13
Cap. I – Il Livello comunitario e nazionale di sviluppo delle F.E.R.	»	14
Cap. II – Le principali problematiche inerenti lo sviluppo delle F.E.R.	»	22
Cap. III – Gli Organi sociali	»	27
Cap. IV – Le risorse umane	»	30
Cap. V – La gestione del GSE nell'esercizio 2006	»	34
Cap. VI – La componente tariffaria A3	»	37
Cap. VII – Il bilancio d'esercizio del GSE	»	40
Cap. VIII – Lo stato patrimoniale	»	46
Cap. IX – Il conto economico ed il costo dei servizi	»	53
Cap. X – Il bilancio consolidato	»	60
Cap. XI – Conclusioni	»	65

PAGINA BIANCA

NOTA INTRODUTTIVA

La presente relazione riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione del Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.a. (di seguito GSE) per l'esercizio 2006 e sui più significativi accadimenti sino alla data corrente.

Il Controllo della Corte è stato svolto ai sensi dell'art. 12 della legge 259\58; il precedente referto, relativo all'esercizio 2005, è in corso di pubblicazione dopo essere stato comunicato con delibera n. 91 della Sezione Controllo Enti.

Si sottolinea che dal 1° novembre 2005, l'originario il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.a. (in sigla GRTN) ha provveduto alla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di dispacciamento e di trasmissione, detta società ha mutato la propria denominazione in Gestore del Sistema Elettrico, ulteriormente modificata nel 2006 in GSE (Gestore Servizi Elettrici).

Con ciò, la nuova società è venuta a focalizzare la propria gestione, su una parte delle competenze che già la impegnavano precedentemente e che fanno riferimento, quasi esclusivamente, alle fonti rinnovabili.

Si deve evidenziare, per questo aspetto concernente la riduzione della sfera d'azione del Gestore, che quella che potrebbe apparire una sostanziale limitazione della missione sociale del nuovo soggetto si dimostra, di contro, come un impegno di crescente rilievo, suscettibile di ampi sviluppi, se si consideri il contesto che si va delineando nel sistema delle Fonti Energetiche Rinnovabili (di seguito FER), sia a livello comunitario che a livello nazionale.

Cap. I° IL LIVELLO COMUNITARIO E NAZIONALE DI SVILUPPO DELLE F.E.R.

Il fenomeno delle Fonti Energetiche Rinnovabili (di seguito FER) si inquadra a livello comunitario nel più vasto ambito delle problematiche energetiche dell'Unione come aspetto rilevante delle politiche ambientali rivolte ad incentivare l'impegno dei singoli paesi a favore di un tale tipo di fonti, ponendo in essere un controllo della domanda attuato attraverso un contenimento delle emissioni dei gas e un guadagno di efficienza nei consumi, in sintonia con l'adozione del protocollo di Kioto del 1998.

Della scelta di privilegiare le FER, come componente significativa della politica energetica comunitaria, si trova una traccia di rilievo sin dal 1986 allorché il Consiglio europeo aveva indicato il loro aumento come un obiettivo comune da perseguire (GU C 241 del 25/09/1986).

Si trattava, come è emerso successivamente, di un obiettivo essenziale per il perseguimento, nel più generale campo energetico, di livelli ottimali di competitività, di sicurezza e protezione dell'ambiente.

La comunità ha sin da subito percepito la centralità del tema delle FER per le sue prospettive di sviluppo e di quelle degli Stati membri.

Si tratta di una risorsa che ha incidenza molto estesa sì da toccare diversi settori della vita comunitaria, quali:

- la qualità dell'ambiente per la capacità di incidere sulla riduzione delle emissioni di CO₂;
- lo sviluppo economico con ricaduta sullo sviluppo industriale attraverso nuove tecnologie produttive, con ricadute sull'occupazione;
- l'autonomia strategica per poter diversificare approvvigionamenti energetici, riducendo i rischi politici legati alle fonti tradizionali.

Peraltro, va anche detto che le fonti rinnovabili coinvolgono diversi settori e per l'esattezza:

- La produzione di energia elettrica.

Con riferimento specifico a questo settore dove trovano principalmente applicazione le FER l'azione comunitaria è stata più incisiva sino ad approvare la Direttiva 2001\77\CE del 27 settembre 2001.

L'Italia ha recepito questa direttiva con il Decreto legislativo 29 dicembre 2003

n. 387 (GU n. 25 del 31/01/2004) che concerne, appunto, la promozione nel mercato interno dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, stabilendo obiettivi nazionali di produzione di elettricità da FER da perseguire al 2010;

- L'utilizzo dei biocombustibili.

In questo settore si deve segnalare che, mentre per gli altri ambiti coinvolgenti complessivamente l'impiego delle FER si profila il raggiungimento di un obiettivo complessivo da realizzare attraverso obiettivi nazionali compatibili, si delinea una eccezione per i biocombustibili da impiegare nei trasporti. In questo settore si ha la fissazione di un target del 10% di consumo di carburanti fossili per trasporto, da conseguirsi al 2020.

In proposito, è stato osservato che "questo perché, di fatto, essi rappresentano l'unica possibilità di ridurre la dipendenza dal petrolio del settore dei trasporti nel medio termine".

- Il riscaldamento ed il raffreddamento.

Il 20 novembre 1996 veniva pubblicato il libro verde "Energie per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili" in cui si auspicava un contributo del 12% delle FER, da conseguirsi per il 2010 per la copertura del costo interno lordo di energia, a fronte del 6% rilevato nel 1995.

Anche se si tratta di un "obiettivo ambizioso", tale esigenza di un incremento delle FER prosegue ancora se si consideri che la Commissione il 10 gennaio 2007 ha confermato i propri obiettivi di competitività, sostenibilità e sicurezza del 1995 innalzando il livello previsto per il 2010 dal 12% al 20%.

Il Consiglio europeo ha aderito alla proposta della Commissione approvando, in data 9 marzo 2007, la proposta della stessa Commissione e rendendo vincolante, per l'intera UE-27, l'obiettivo complessivo, sia pure compatibilmente con le condizioni di partenza dei singoli Paesi.

Per altro verso, in prossimità dell'avvicinarsi della scadenza del 2010 l'obiettivo del 20%, così come delineato dalla Direttiva CEE\77\2001\CE non sembrerebbe conseguibile.

In particolare, un recente studio commissionato dal GSE¹ ha evidenziato le ragioni che contrastano il perseguimento dell'obiettivo comunitario e che concernono rispettivamente:

1. la vicinanza della scadenza che impedisce di attuare politiche di lungo

¹ Si tratta di uno studio approntato per il GSE e concluso a marzo 2007

- periodo coessenziali alla tipologia delle fonti rinnovabili;
2. l'aumento costante della domanda di elettricità, con l'effetto che nel 2010 la produzione di rinnovabili dovrebbe crescere, per raggiungere il 20%, di circa 200TWh, laddove nei precedenti dieci anni è appena aumentata di 140 TWh ed in maniera per nulla agevole;
 3. l'esaurimento delle potenzialità di alcuni importanti Paesi, come accade per l'eolico su terra, che vanifica in parte considerevole la riduzione dei costi che pure sembrano accompagnare lo sviluppo delle FER.

Con riferimento alla riduzione dei costi indotta essenzialmente dalla attività di ricerca nel settore delle FER, il suddetto rapporto commissionato dal GSE evidenzia alcuni fattori di criticità tipici del nostro sistema.²¹

Infatti, nel rapporto dopo aver rilevato che l'andamento della spesa nei vari Paesi dell'UE riflette anche il successo avuto dalle rispettive industrie, come è dato constatare per il caso tedesco, di diverso segno appare il caso italiano.

Dopo averlo definito "deludente", il rapporto annota che nonostante abbondanti finanziamenti, il nostro Paese non ha ottenuto negli ultimi anni una espansione delle FER simile a quella tedesca.

La seguente tabella dà uno spaccato delle spese di ricerca e di sviluppo nelle FER (Mil. E) nelle rinnovabili sostenute dai diversi Paesi dell'UE-15, tra il 1990 ed il 2005

Tab. 1.2 – UE – 15 Spese di ricerca e sviluppo nelle rinnovabili (Mil. €)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	2,15	8,83	7,12	8,48	10,24	10,34	9,76	nd
Belgio	nd	4,15	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Danimarca	9,37	17,88	17,92	20,06	10,28	10,14	23,56	24,06
Finlandia	2,47	6,02	9,28	8,56	10,08	17,58	nd	nd
Francia	8,81	5,38	14,26	19,20	24,75	nd	nd	nd
Germania	nd	74,91	76,92	73,29	77,34	70,30	57,08	99,43
Grecia	4,94	3,68	2,09	3,09	3,62	nd	nd	nd
Irlanda	0,56	nd	nd	nd	0,62	1,59	2,92	2,42
Italia	53,36	46,58	25,58	42,22	56,36	53,31	52,15	49,50
Lussemburgo	nd	0,03	0,39	nd	nd	nd	nd	nd
Olanda	39,65	25,48	34,95	44,70	46,14	49,62	nd	nd
Portogallo	2,07	0,61	0,89	0,44	1,34	0,27	1,26	0,80
Regno Unito	32,68	17,04	7,28	9,86	16,46	17,67	29,34	53,52
Spagna	23,23	16,90	19,55	18,27	17,92	22,05	22,53	22,23
Svezia	16,90	12,68	25,48	27,49	25,75	21,05	34,35	12,27

Mentre a livello mondiale gli investimenti complessivi nel settore delle FER vengono stimati in 40 mld di dollari, di cui 15 mld rappresentano la quota europea, la Germania ha una posizione di rilievo assoluto con 7 mld annui.

Si deve considerare che, in disparte le ricadute sulla economia nei settori delle fonti fossili, queste FER hanno un impatto sensibile, in ragione anche degli incrementi produttivi legati alle nuove tecnologie, sui livelli occupazionali, con una stima di circa 300 mila occupati, dei quali quasi un terzo nella sola Germania, mentre per il 2020 si stima una avanzata ulteriore, nel contesto europeo, pari a circa due milioni di occupati.

Per quel concerne lo sviluppo delle FER nel nostro Paese solo due settori, rispettivamente quello dell'idroelettrico e quello geotermico, appaiono pervenuti, ad uno standard competitivo.

Infatti, il nostro sistema delle FER si giova, ai fini della produzione di energia elettrica, sia dei grandi impianti idroelettrici realizzati nella prima metà del secolo scorso sia della geotermia, iniziata sin dai primi anni del 1990 in Toscana.

Al riguardo, si deve riferire che secondo i risultati dello studio commissionato dal GSE, la sola geotermia permette una produzione annua di circa 5,5 TWh, consentendo nello stesso tempo un primato assoluto in Europa, per questa particolare fonte, in quanto arriva a coprire l'80% del totale della produzione europea.

La prospettiva muta radicalmente se si passi a considerare lo sviluppo conseguito dal nostro Paese nelle restanti aree di FER (le c.d. nuove FER) che riguardano rispettivamente: il micro-idro; l'eolico; le biomasse; il solare.

I risultati raggiunti dalla UE15, in rapporto alla produzione mondiale di energia elettrica da nuove FER, sono di primaria importanza se si consideri che ha raggiunto nell'UE15 una potenza installata a fine 2005 di 61GW, pari ad un terzo del totale mondiale di 180 GW e di quasi tre volte maggiore della potenza installata negli USA.

Un tale primato si riconnette ad un impegno comunitario che risale agli anni '80 con risultati significativi in alcuni Stati membri, in particolare con un livello di potenza elettrica nel settore eolico che ha raggiunto 56GW, rispetto alla quota mondiale di 68 MW registrata nel 2006.

A proposito degli Stati membri dell'Unione, la Germania è risultata come si è già accennato, avere assunto una posizione di vertice, nella produzione di energia

elettrica da impianti eolici, sia a livello europeo che a livello mondiale, in quanto ha raggiunto i 20GW nel 2006 (18,5 nel 2005).

A riguardo di questa fonte essa è quella che ha realizzato il maggior sviluppo in Europa, con diversa intensità nei diversi Stati membri, essendosi giovata della riduzione dei costi ottenuta dalla relativa tecnologia.

Rimanendo nell'ambito del raffronto europeo, è stato rilevato, che la posizione del nostro Paese non ha conseguito risultati pari agli sforzi ed agli impegni dichiarati, se si consideri che altri Paesi dell'area comunitaria hanno registrato un balzo nella produzione da FER e si sono maggiormente avvicinati al target della Direttiva 77\2001\CE.

Il particolare che colpisce, nel raffronto con la situazione italiana, concerne la evidenza che tutti gli altri paesi che hanno conseguito risultati migliori, ad eccezione della Germania, hanno investito molto meno, rispetto all'Italia, nella ricerca dedicata alle nuove FER.

Rispetto così a detta Direttiva, la Germania risulta prossima all'obiettivo avendo raddoppiato la propria quota di produzione da FER essendo passata da 4,5% del 1997 all'11,3% del 2005.

Accanto alla Germania, si segnalano altri paesi come "casi virtuosi", grazie allo sviluppo sia dell'eolico che delle biomasse, che hanno riguardato la Danimarca, la Finlandia e la Spagna.

In rapporto a questi Paesi, in Italia, a cinque anni dall'avvio del nuovo sistema e ad otto anni dalla definizione dell'obiettivo di 76 TWh di produzione elettrica da FER, i risultati conseguiti si stima "che non sono del tutto confortanti e diventano deludenti se paragonati a quelli di Germania, Spagna e Danimarca".

Per il nostro Paese va rilevato che nel 1997, quando la produzione era stabile intorno ai 46TWh, l'aumento potenziale ipotizzato venne posto a 30 TWh, per consentire il raggiungimento della soglia di 76 TWh nel periodo 2008-2012.

In realtà, allo stato, siamo lontani dall'obiettivo se si consideri che dei 30Twh sperati è stato raggiunto poco meno di un quinto, grazie soprattutto alle biomasse cresciute di 6TWh ed all'eolico salito di 3TWh.

Un tale risultato appare "deludente" se si consideri, al di là del raffronto con i risultati conseguiti dagli altri Paesi, l'entità delle risorse impiegate dal nostro Paese segnatamente nella ricerca e la notevole attenzione dedicata dalle nostre Istituzioni; attenzione che merita, in particolare, una ricognizione almeno

superficiale.

Infatti, il nostro Paese è stato uno dei primi ad attivarsi nel sostegno delle FER sin dall'inizio degli anni 80 con l'approvazione della legge 308 del 29/05/1982 recante "norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio delle centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi".

Un ulteriore intervento legislativo si delineava nel 1991 con l'approvazione della legge 09/01/1991, sempre in attuazione del Piano Energetico Nazionale del 1988, dando ingresso all'adozione del provvedimento CIP del 29/04/1992 che prevedeva incentivi per le FER, estendendo i benefici alla cogenerazione ed all'impiego dei rifiuti.

Successivamente, in piena adesione al generale indirizzo comunitario ed in attuazione degli impegni assunti nel dicembre 1997 a Kyoto, per la riduzione dei gas serra, si registrava a livello nazionale un "rinvigorismento delle strategie a favore delle FER".

Questo ulteriore impegno portava all'adozione del "libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", in occasione del quale si fissò un potenziale di produzione di energia elettrica da FER pari a 76 TWh per il 2010.

Detto valore veniva preso in considerazione nella determinazione della soglia del 20% della produzione di energia elettrica, quale risulta assunta dalla Direttiva 77\2001\CE, come percentuale di incremento correlata ad una domanda di energia elettrica di 340TWh nel 2010.

Ancora nel 1999 si è avuta l'adozione del Decreto legislativo 79\99 sulla "attuazione della direttiva 96\92\CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica".

Tale intervento provvedeva a modificare radicalmente il sistema di incentivazione delle FER, con il passaggio dalla tariffa fissa di tipo feed-in basato sul CIP 6\92, ai certificati verdi con quota obbligatoria a partire dal 2002.³

³ **"meccanismo feed-in"**. Si tratta di un sistema di incentivazione attraverso il quale il produttore di FER vende energia elettrica ad una tariffa fissa per un determinato periodo di tempo; questa tariffa può essere una integrazione al prezzo di vendita sul mercato dell'energia elettrica ovvero un livello totale prestabilito. Il livello della tariffa, oggetto di una costante riduzione che tiene conto dei miglioramenti nei costi della generazione, tiene conto dei costi stimati di generazione per ciascuna tecnologia, garantendo nel complesso la massima certezza agli investitori in termini di ricavi e della loro durata;
"meccanismo dei certificati verdi" Questo intervento si collega alle quantità di elettricità prodotta, venduta o consumata di provenienza FER. In Italia la quota d'obbligo si applica

L'impegno finanziario pubblico, focalizzato sulla spesa per ricerca, così come quello normativo appena evidenziato, non hanno impedito, tuttavia, di definire, come si è già accennato, "deludenti" i risultati raggiunti dall'Italia, segnatamente in rapporto agli altri Stati dell'Unione.

Nel considerare la specificità di questo dato negativo nazionale, occorre premettere che mentre il fattore costo delle FER è stato ritenuto l'unico elemento determinante per lo sviluppo delle FER, in realtà questo fattore si atteggia esclusivamente come componente di un sistema ben più complesso che comprende, accanto agli alti costi, i seguenti fattori negativi di influenza e precisamente:

- le barriere autorizzative, con casi estremi, registrati soprattutto in Italia Francia e Portogallo, per l'eolico;
- le difficoltà di accesso alle reti o perché distanti o perché non adeguatamente potenziate per recepire l'energia immessa da nuove sorgenti;
- ostacoli tecnologici per le scarse potenzialità di sfruttamento naturale di alcune aree.

Sull'opposto piano dei fattori positivi di influenza, si deve segnalare che l'analisi dei casi nazionali ha evidenziato che il successo nelle politiche di sostegno è subordinato al conseguimento dei seguenti fattori positivi:

- stabilità nel lungo periodo delle politiche e dei meccanismi di incentivazione;
- processi autorizzativi relativamente semplici e veloci;
- presenza di industrie nazionali capaci di garantire un sistema di offerta con costi decrescenti e grande propensione all'innovazione;
- schemi di incentivazione a supporto economicamente convenienti, tali da assicurare il contributo attivo anche del sistema finanziario privato.

Nel complesso si può dedurre che non è il solo dato economico che può consentire uno sviluppo adeguato delle FER nel nostro Paese, ma occorre una serie di politiche di contorno e di sostegno che si inverano attraverso strategie territoriali in grado di favorire l'accettabilità di iniziative a livello periferico e con essa più agevoli autorizzazioni in tale ambito.

sull'elettricità offerta sulla rete, e il limite può essere rispettato acquistando certificati verdi emessi per nuovi impianti che producono elettricità da FER. Dal suo canto, il produttore di energia elettrica da FER riceve il prezzo di vendita dell'elettricità più il prezzo del certificato verde. Dallo studio condotto, per conto del GSE, si ricava che essendo i prezzi dei certificati verdi determinati sui mercati essi risultano incerti nelle loro dinamiche nel tempo ed introducono un elemento di forte incertezza.

Questo significa che non si può agire, nel settore delle nuove FER, solo dal centro ma occorre una “capillare” attività di informazione e di orientamento che coinvolga culturalmente, con gli enti locali, la stessa massa dei consumatori, così come occorre disegnare un percorso di formazione di nuovi operatori, tra i quali spiccano quelli competenti in comunicazione, analisi econometriche e ambientali, oltre quelli più specificamente tecnici in grado di realizzare in maniera efficiente e meno costosa gli impianti delle nuove FER.

Una tale evidenza lascia intravedere l'esigenza di una diffusa azione di orientamento, formazione ed informazione che, nella sostanza, si profila come la nuova frontiera della missione sociale del GSE con importanti ricadute non solo sull'efficacia della sua azione e di quella intera della Holding ma, più in generale, con sensibili vantaggi per la comunità nazionale che potrebbe vedere ridursi il “gap” che la separa da Paesi che pure hanno sovente speso meno in ricerca ed in norme. Va detto che un approccio corretto ad una tale problematica, che consentirebbe di superare le riserve espresse nella relazione di questa Corte per l'esercizio 2005 sull'assetto societario conferito ad un Gestore che si limita quasi esclusivamente alla collocazione sul mercato di quantità di energia elettrica da nuove FER ad un prezzo inferiore a quello di acquisto, ha trovato già una prima risposta all'interno dello stesso GSE.

Infatti, di recente il gestore si sta aprendo ad un rapporto diretto con gli Enti locali, consentendo a questi di disporre del patrimonio di esperienze e di conoscenze ormai maturate all'interno del gruppo in quasi un quinquennio.

L'intensificazione di una tale azione consentirebbe di meglio adattare alle situazioni locali le diverse soluzioni praticabili, con un'azione di informazione e di affiancamento che rispettando la sfera delle autonomie agisca, al di fuori di ogni imposizione esterna, sul piano della informazione dando slancio ad un convinto e libero orientamento culturale, come premessa di quello decisionale

Si tratta, in estrema sintesi, di mettere a frutto le professionalità di cui dispone il GSE, attingendo alle esperienze maturate nel settore, per orientare, attraverso offerta di servizi, interventi che si attagliano di volta con le diverse situazioni di compatibilità ambientale e di sviluppo economico del territorio nazionale; territorio che è caratterizzato da profonde diversità non riconducibili, come tali, ad una indifferenziata scelta nell'ambito delle diverse tipologie di FER.

Pertanto, un passo significativo, in una tale direzione, potrebbe essere conseguito

con l'ausilio delle Autorità di riferimento (MEF-MAF-AEEG), sia con la previsione di strumenti incentivanti idonei e soprattutto istituzionalizzando l'approccio alle realtà periferiche, in modo da riscattarle dalla molteplicità di condizionamenti che potrebbero provenire dalle opinioni estemporanee che prevalgono in un dato momento ed in dato luogo, al di fuori di una corretta programmazione delle scelte razionali.

CAP. II° LE PRINCIPALI PROBLEMATICHE INERENTI LO SVILUPPO DELLE FER

Il riferimento alla nuova frontiera della missione del GSE, in un'ottica che valga a dare senso alla scelta della forma privatistica che connota l'assetto societario, con funzione di Holding affidata dal legislatore al GSE, induce a tenere conto delle principali problematiche il cui superamento, attraverso l'intermediazione di una società privata capace di fornire servizi, è essenziale in un'ottica auspicabile di sviluppo delle FER.

La prima e più rilevante problematica concerne il rapporto delle fonti rinnovabili con quelle fossili, pur dopo gli interventi messi in campo negli ultimi cinque anni che hanno riguardato, (limitandosi ai più rilevanti, concernenti l'ammodernamento degli impianti) l'entità dei finanziamenti degli impianti da fonti rinnovabili.

Il risultato può definirsi quasi nullo se si consideri che le fonti fossili sono sempre l'88%, mentre le fonti rinnovabili, pur rimanendo costante il loro valore assoluto, hanno visto contrarsi il loro apporto al fabbisogno totale, passando dal 22% al 17% di produzione elettrica; effetto che si riconnette alla rilevante diminuzione della fonte idroelettrica.

Un altro fronte rilevatosi in notevole ritardo concerne la produzione di energia elettrica da biomasse e da biocombustibili, benché una tale produzione potrebbe alleggerire la crisi strisciante del settore agricolo.

Tuttavia, dove le incongruenze del nostro sistema raggiungono l'apice, è nel fotovoltaico se si considera che abbiamo meno impianti solari della Germania per circa 70 volte, nonostante la diversità dei caratteri climatici sia assolutamente a favore del nostro Paese.

A misurare la crisi di questo settore, oltre i dati in controtendenza rispetto a paesi meno favoriti appunto come la Germania, si deve aggiungere, nella ricerca della causa di un tale ritardo, il rilievo di scelte strategiche oscillanti e non prive di

contraddizioni; comunque si tratta di scelte carenti di una visione di sistema.

Infatti, una prima scelta concerne la chiusura del centro di ricerca di energia solare di Catania, mentre risultano dismesse tutte le fabbriche di pannelli fotovoltaici e solare termico che, dagli anni ottanta in poi erano sorti nel nostro Paese, con conseguenze non certo favorevoli al mantenimento di conoscenze specializzate e di prospettive occupazionali dell'intero settore produttivo nazionale.

Passando a considerare il versante delle infrastrutture, a parte situazioni limite che hanno influito sulla importazione di energia (vedasi quanto riferito in precedente relazione di questa Corte sui ritardi che hanno caratterizzato la realizzazione della rete di collegamento con la Grecia nel tratto Matera -S. Sofia), difficoltà sono state frapposte alla costruzione di una adeguata rete di trasporto elettrico (si tenga presente che una rete idonea è essenziale allo sviluppo anche delle FER), con forti strozzature tra Calabria, Basilicata e Campania, mentre la maggior parte degli impianti di produzione autorizzati, in via di costruzione sino al 2001, sono situate proprio a valle di dette strozzature.

Il fenomeno delle diverse sensibilità locali finisce per giustificare l'affollamento di autorizzazioni per nuovi impianti in regioni con potenza installata di gran lungo superiore ai consumi locali, come è avvenuto per il Lazio, la Puglia e la Calabria.

Un altro versante in cui si riscontrano comportamenti contraddittori concerne, nell'ambito delle stesse fonti rinnovabili, la scelta di dare ingresso ad incentivi a favore delle c.d. fonti assimilate.

Al riguardo, si deve segnalare, innanzitutto, la rilevanza di dette fonti assimilate nel contesto dell'acquisto di energia rinnovabile che ha riguardato per l'81% acquisti da impianti alimentati da dette fonti assimilate e solo per il 19% da fonti realmente rinnovabili.

All'evidenza del dato si devono aggiungere le considerazioni correlate alla natura delle suddette fonti assimilate.

Queste fonti trovano la ragione della loro "assimilazione", con benefici riconosciuti ai produttori a carico della finanza pubblica, nella previsione normativa degli artt. 20 e 22 della legge n. 9 del 9 gennaio 1991, a tenore della quale sono considerate tali gli impianti di cogenerazione, quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi ed in impianti; quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi; quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

Acquisto di energie ex art. 3, comma 12, D. Lgs. 79/99 per tipologia di impianto

Euro milioni	2006	2005	Variazioni
	TWh	TWh	TWh
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17,5	17,2	0,3
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	22,2	24,2	-2,0
Fonti Assimilate	39,7	41,4	-1,7
Impianti idroelettrici	1,5	1,7	-0,2
Impianti geotermici	1,4	1,8	-0,4
Impianti eolici	1,1	1,2	-0,1
Impianti alimentati a biomasse, biogas e rifiuti	5,3	5,2	0,1
Fonti Rinnovabili	9,3	9,9	-0,6
Totale	49,0	51,3	-2,3

Il risultato di una tale "assimilazione" assolve solo una funzione di carattere economico in quanto cerca di perseguire una razionalizzazione nei consumi energetici premiando quelle fonti di produzione che riducono i ritardi che il nostro paese registra rispetto ad altri, limitatamente all'approvvigionamento energetico.

Al riguardo, infatti, basterà osservare che le variazioni sul prezzo del petrolio hanno un rapporto 7 a 100 tra noi e la Francia, con l'effetto che ogni aumento del prezzo del petrolio è penalizzante in maniera più rilevante.

Il ricorso alle fonti "assimilate" che si iscrive nel fenomeno di una percentuale rilevante dell'energia impiegata in Italia che per circa l'81% proviene da fonti fossili, apre prospettive allarmanti sul fronte della salvaguardia ambientale e non solo.

Infatti, le fonti "assimilate" contribuiscono all'elevazione delle percentuali di CO₂ che non rappresentano per l'ambiente una scelta di tutela, mentre le considerazioni di carattere economico che ne sostanziano la "assimilazione", nella consapevolezza che il nostro paese non può permettersi, come pure accade, di pagare l'energia elettrica il doppio degli altri principali paesi europei, perde in prospettiva ogni pur valida motivazione.

In proposito, sarà sufficiente considerare quanto queste fonti "assimilate" influiranno, proprio in termini economici, sulle penalità conseguenti al difficile rispetto dei parametri definiti dal protocollo di Kyoto, secondo cui ogni "sforamento" nella generazione di CO₂ indurrà la sanzione di pesanti penalità economiche.

Inoltre, non bastasse quanto sin qua riferito, nell'elenco delle problematiche che condizionano il nostro ritardo nel settore energetico vi è quella della ricerca per nuove tecnologie e per un uso più virtuoso delle fonti primarie, oltre che per l'uso industriale di possibili vettori energetici ambientalmente sostenibili come l'idrogeno.

L'assurdo, per questi aspetti connessi alla ricerca, concerne la constatazione che in un tale settore (idrogeno) il nostro Paese è pervenuto ad ottenere risultati prima di altri, salvo a cedere ad altri, per mancanza di una strategia generale e per mancanza di finanziamenti, sia i brevetti che i ricercatori.

In un recente incontro di studio ed approfondimento promosso dal GSE⁴, nello svolgere una attenta analisi incentrata su alcune delle problematiche appena riferite, oltre che su altre situazioni di disagio della nostra economia nel settore energetico, si è richiamata l'attenzione sul fatto che "uno degli obiettivi fondamentali, irrinunciabile ed urgente per il Paese" è rappresentato da "una programmazione energetica di sistema, capace di superare la confusione degli ultimi anni, durante i quali si è raggiunto l'apice del pressapochismo".

A proposito di questo difetto che si va rivelando come un "handicap" del nostro sistema, è stato citato come esemplare il caso della pubblicazione di un bando di gara nel fotovoltaico il giorno dopo che sono finiti gli stanziamenti.

In particolare, è avvenuto, come si legge nel lavoro dedicato all'argomento voluto dal GSE che "Miniambiente-MCC (Capitalia) emette il bando il 27 febbraio, ma il 26 una circolare di Mcc avvisa che ulteriori domande erano da considerare improcedibili".

Quanto sommariamente esposto circa alcune delle problematiche che impediscono approcci più razionali, conforme agli interessi nazionali sia economici che ambientali, lascia intravedere ampi spazi di intervento per soggetti che come il GSE utilizzando il prestigio di studi ed interventi mirati siano in grado di superare la frammentazione in atto che impedisce di "produrre energia pulita in modo capillare distribuita su tutto il territorio e nelle mani dei cittadini".

Si tratta, di superare, nello sviluppo delle fonti rinnovabili "le venti barriere autorizzative diverse, tante quante sono le regioni, con situazioni veramente diversificate".

Un obiettivo che può essere raggiunto non già per via "burocratica" ma agendo con "moral suasion" sulla cultura diffusa ed in modo da ricondurre situazioni diversificate ad un punto di incontro reso possibile da una azione mirata in grado, pur tenendo conto delle diverse situazioni di partenza, di sollecitare la scelta di poche, semplici ed accessibili regole per incoraggiare investimenti dei privati nel settore.

⁴ Forum Energia e Società organizzato dal GSE il 5 marzo 2007 pubblicato da " i quaderni n.2 Le scienze dell'uomo"

L'esigenza di una azione di orientamento e di informazione si rivela necessaria di fronte a certe incongruenze che rivelano uno spontaneismo velleitario e disinformato.

In detto ambito, ad avvalorare la soluzione di un intervento qualificato di orientamento e di informazione, basterà considerare quanto avvenuto di recente nel settore del solare.

E' stato, in proposito, evidenziato che a fronte della voglia di intervenire "anche a livello familiare per coprirsi di pannelli i tetti delle proprie case" l'effetto che si è registrato concerne una certa prevalenza di domande al sud, dove c'è più sole, mentre le realizzazioni sono avvenute quasi esclusivamente al Nord, lasciando presumere la esistenza di una "burocrazia frenante" più resistente nel sud del Paese.

"Nello spazio infestato da una burocrazia frenante" può, appunto, inserirsi l'attività di servizio di un soggetto che pur avendo la forma societaria privatistica come il GSE, appare avere a riferimento lo sviluppo delle FER concepito in un'ottica di pubblico interesse, operando sinanco, per certi aspetti, in regime concessorio (vedasi il fotovoltaico ecc.).

In tal senso nell'incontro di studio voluto dal GSE, si è pervenuti a conclusioni parallele alle perplessità manifestate nelle precedenti relazioni di questa Corte.

In dette relazioni si è evidenziato, infatti, che la forma societaria mal si adattava ad un soggetto che, per missione istituzionale, si trova ad operare sul mercato in assoluta perdita, vendendo energia ad un prezzo inferiore al costo di acquisto.

Per risolvere una tale incongruenza, in sede di relazione svolta in occasione di detto incontro di studio, si auspicava che il GSE andasse "oltre la gestione degli strumenti di incentivazione, per diventare un centro di promozione che, attraverso una informazione qualificata e-- super partes-- sia economica che normativa, fornisca gli strumenti di valutazione degli investimenti distribuiti".

In sintesi si è pervenuti a sollecitare, da parte degli studiosi del settore, che il GSE possa "rivolgersi ad operatori non specializzati che richiedono assistenza, specie nelle interfacce con le amministrazioni pubbliche (centrali e periferiche)", sino a concludere, che le amministrazioni pubbliche periferiche "hanno bisogno di strutture specialistiche a cui rivolgersi, per mettere a punto soluzioni operative efficaci ai problemi che i semplici cittadini, ma anche le amministrazioni locali, incontrano nella fase di utilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili".

Una tale attività di servizio, oltre a restituire un senso alla forma societaria voluta per il GSE, aiuterebbe la finanza pubblica nella misura in cui attraverso prestazioni remunerate, rese dal GSE a favore di pubbliche amministrazioni e di privati, potranno reperirsi risorse da impiegare a copertura delle attività in perdita sostenute dalla finanza dello Stato e che trovano surrettizia classificazione di Bilancio tra le c.d. partite "a margine" di cui si dirà in sede di analisi di Bilancio.

CAP. III° GLI ORGANI SOCIALI

Successivamente alla cessione del ramo d'azienda alla società TERNA ed il mutamento della missione istituzionale del GSE, in data 9 febbraio 2006 l'Assemblea dei soci (Azionista unico MEF) ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione per gli esercizi 2006-2008.

La composizione numerica del nuovo organo è mutata rispetto a quella precedente in quanto i componenti del Consiglio sono passati da 5 membri a 7 membri.

Su designazione dell'Azionista unico (MEF) il Consiglio di Amministrazione del GSE, nella seduta del 14 febbraio 2006 ha attribuito le funzioni di Amministratore Delegato, mentre veniva nominato il Presidente e il Vice Presidente.

Con ulteriore delibera in data 16 settembre 2006 è stata attribuita una delega, riguardante l'attività di direzione e coordinamento delle società controllate, al Vice Presidente del GSE.

In seno al Consiglio è stato anche istituito un apposito Comitato avente competenza nella determinazione dei compensi connessi alle singole funzioni così come dovuti ai singoli componenti del Consiglio di Amministrazione, in ragione delle singole posizioni a ciascuno attribuite.

Compensi vertice GSE per l'anno 2006

		Compenso ex art. 2389 comma 1	Compenso ex art. 2389 comma 3	Compenso variabile	Oneri a carico Azienda (1)	Retribuzione da dirigente	TOTALE
CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE							
1	Presidente	40.000,00	80.000,00	20.000,00	6.284,92		146.284,92
2	Vice Presidente	20.000,00	67.000,00		6.141,84		93.141,84
3	Amministratore Delegato	20.000,00	130.000,00	120.000,00	84.398,48	180.000,00	534.398,48
4	Consigliere	20.000,00			1.474,72		21.474,72
5	Consigliere	20.000,00					20.000,00
6	Consigliere	20.000,00					20.000,00
7	Consigliere (2)	20.000,00					20.000,00
COMITATO COMPENSI							
1	Presidente (2)	15.000,00					15.000,00
2	Componente	13.000,00					13.000,00
3	Componente	13.000,00			958,57		13.958,57

(1) qualora i redditi percepiti siano configurati come redditi di lavoro dipendente o assimilati

(2) compenso corrisposto al Ministero dell'Economia e delle Finanze

Sul piano dei controlli in coerenza con le modifiche legislative intervenute nella materia del diritto societario, è stato distinto il controllo di revisione contabile dal controllo di legalità esercitato dal Collegio dei sindaci.

Ai fini dell'affidamento del controllo di revisione contabile, coerentemente con la normativa applicabile al GSE in materia di acquisizione di servizi e forniture, è stata espletata in modo unitario per le tre Società del Gruppo GSE affidato, un'unica gara pubblica in ambito comunitario per la selezione del soggetto incaricato al controllo contabile.

Il criterio di aggiudicazione è stato individuato in quello dell'offerta economicamente più vantaggiosa.

Il costo dell'attività di controllo contabile per gli esercizi 2007, 2008 e 2009, comprensivo di ogni onere connesso al servizio, con riferimento alla sola Società capogruppo GSE, è stato stabilito in euro 208.037,72 per tutto il triennio.

La società aggiudicataria risulta regolarmente iscritta nel registro istituito presso il

Mistero della Giustizia nonché all'Albo speciale delle società di revisione tenuto dalla CONSOB.

Su altro fronte, è operativo in forza della previsione di cui agli articoli 2403 e 2400 *bis* il collegio sindacale che ha il dovere di vigilare sull'osservanza della legge e dello Statuto sui rispetto dei principi di corretta amministrazione ed in particolare sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società e sul suo corretto funzionamento.

Detto collegio è composto da 3 membri di cui il Presidente risulta essere un funzionario del MEF mentre gli altri due componenti risultano essere scelti tra liberi professionisti.

Si deve anche riferire che in forza del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231 è stato istituito un apposito Organo di Vigilanza che agisce, ai fini dell'esonero da particolari responsabilità imputabili ai componenti del Consiglio di Amministrazione, ed ai componenti dell'azienda, in sintonia con la funzione Audit operante all'interno della struttura organizzativa del GSE.

COLLEGIO SINDACALE			
		Compenso	TOTALE
1	Presidente	26.000,00	26.000,00
2	Componente	21.000,00	21.000,00
3	Componente	21.000,00	21.000,00

ORGANISMO DI VIGILANZA ex D. Lgs. 231/2001				
		Compenso	Oneri a carico Azienda (1)	TOTALE
1	Presidente	13.000,00		13.000,00
2	Componente	10.000,00		10.000,00
3	Componente	10.000,00	737,36	10.737,36

(1) qualora i redditi percepiti siano configurati come redditi di lavoro dipendente o assimilati

CAP. IV° LE RISORSE UMANE

Nell'analisi della dotazione del personale in servizio presso il GSE, occorre considerare che nel 2006 si è registrata una profonda variazione indotta dalla mutata missione istituzionale conseguente la cessione del ramo d'azienda a TERNA, avvenuta con decorrenza dal 1° novembre 2005.

Un tale mutamento ha avuto riflessi evidenti sulla consistenza del personale e, quindi, sul costo medio sostenuto dal GSE.

La tabella che segue pone in evidenza il rapporto tra le somme spese per il personale e la consistenza dello stesso rispettivamente al 31 dicembre del 2004, del 2005 e del 2006.

Dal raffronto tra i due dati (consistenza e spesa) si è ricavata una terza voce che evidenzia l'evoluzione del rapporto tra gli stessi dati, riassumendo l'incidenza della spesa per le risorse umane.

<i>Anno</i>	<i>consistenza media</i>	<i>costi per il personale</i>	<i>rapporto</i>
2004	771	56152	73
2005	682	51213	75
2006	218	16413	75

La consistenza del personale al 31/12/2006 risulta diversamente articolata nella distribuzione tra Dirigenti, Quadri e impiegati, risultando, in rapporto all'ultimo esercizio antecedente la cessione del ramo d'azienda, in una composizione immutata sul fronte dei dirigenti, mentre si è registrata una flessione nelle altre due componenti. Ne è risultato il seguente quadro:

	31/12/2006	31/12/2005	□
Dirigenti	20	20	0
Quadri	71	60	11
Impiegati	132	122	10
TOTALE	223	202	21

Dall'analisi appena evidenziata si ricava un elemento di difficile interpretazione, se si consideri l'immutata consistenza dei dirigenti in rapporto alla generale flessione della dotazione del personale dipendente ed alla ridotta ampiezza della missione sociale.

Tuttavia, si deve segnalare che nel corso del 2007 sono state adottate delle misure che hanno consentito un "riequilibrio" del rapporto tra la consistenza generale ed il numero di dirigenti (al 30/9/2007 il numero dei dirigenti è pari a 17 rispetto ad organico complessivo di 224 unità).

Per altro verso, si deve riferire che mentre al 31 marzo 2006, data di insediamento dei nuovi organi sociali, la consistenza del personale era complessivamente pari a 218 unità, l'incremento di 21 nuovi dipendenti risulta dal saldo tra 15 uscite e 36 nuovi ingressi, di cui il 50% è costituito da laureati.

Peraltro, occorre evidenziare che nella considerazione della dotazione numerica del personale dipendente dal GSE, occorre tener conto anche del protrarsi della "provvista" di risorse umane che persiste a far carico al Gestore nei rapporti con il Ministero delle Attività Produttive (MAP) e con la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE), pur dopo il radicale mutamento della missione conseguente la cessione del ramo d'azienda.

Al riguardo, nella precedente relazione, commentando gli effetti conseguenti la cessione del ramo d'azienda, si era evidenziato che pur nel mutare delle risorse numeriche e di qualificazione professionale caratterizzanti il personale, conseguenti la nuova e più limitata sfera d'azione del GSE (ridottasi, dalla originaria ampiezza, comprendente la gestione della rete -RTN- e l'operatività nel settore delle fonti rinnovabili, esclusivamente a dette fonti rinnovabili), restava immutata la consistenza e la qualificazione del personale dipendente dal GSE ed operante presso l'MSE e la CCSE (al 31/12/2006 la consistenza di detto personale ammontava complessivamente a 51, di cui 20 all'MSE e 31 alla CCSE).

Passando a considerare il sistema di valutazione della "performance", occorre considerare che esso è stato introdotto in azienda nel 2004 al fine di collegare le prestazioni professionali ai risultati dell'intera azienda.

La scelta, in detto approccio, ha riguardato l'adozione della "metodologia Balanced Scorecard" che consente di meglio orientare le "performance" dei dipendenti verso obiettivi strategici.

Un tale strumento è stato inteso come un supporto delle scelte strategiche

aziendali, oltre che di monitoraggio del contributo dei singoli al raggiungimento degli obiettivi.

In tale ottica, detto strumento prende in considerazione indicatori economici-finanziari e misure di "performance" di altra natura che riguardano altre tre prospettive di miglioramento (clienti; processi interni; sviluppo) integrando così indicatori della "performance" aziendale di breve termine (conto economico) con indicatori della sostenibilità della "performance" nel medio-lungo periodo.

Il sistema delineato, associa a ciascun obiettivo un livello di priorità sulla base delle priorità aziendali, mentre l'ammontare degli incentivi è proporzionale all'importanza dei diversi ruoli, e più precisamente all'influenza che gli stessi esercitano sui risultati finali.

Nel complesso l'incentivo è funzione sia delle prestazioni globali dell'azienda che di quelli individuali.

I premi legati al raggiungimento degli obiettivi sono differenziati per fasce e gradi (in totale 8), mentre a ciascun grado corrisponde un "range" di punteggi ottenuti dalla pesatura delle posizioni.

Il calcolo del premio massimo percepibile dai titolari è il prodotto delle retribuzioni normalizzate medie di ciascun grado per la percentuale di incentivazione (20\25% per i direttori e 15\20% per gli altri).

Nel 2006 il 47,6% dei destinatari del sistema (MBO) ha conseguito il livello di prestazione complessiva ottimo per l'erogazione del 150% del premio target e il 52,4% ha conseguito il livello di prestazione buono.

Sulla base dei risultati conseguiti nel 2006 sono stati erogati anche i due ratei relativi ai mesi di novembre e di dicembre 2005 dato che il sistema MBO 2005 aveva come periodo di osservazione quello tra gennaio ed ottobre (2005), essendo relativo al perimetro aziendale precedente la cessione a Terna.

Le tabelle che seguono danno conto dei destinatari MBO nei diversi esercizi, a partire da quello di istituzione:

**Distribuzione dei destinatari MBO 2006
per classe di prestazione**

Ruolo	Classe di prestazione			Totale
	3	2	1	
Direttori	4	4		8
Responsabili	4	6		10
Altri	2	1		3
Totale	10	11	0	21
%	47,6	52,4	0,0	100,0

**Distribuzione dei destinatari MBO 2005
per classe di prestazione**

Ruolo				
Ruolo	Classe di prestazione			Totale
	3	2	1	
Direttori	3			3
Incaricati e RS	6	3		9
Altri	2			2
Totale	11	3	0	14
%	78,6	21,4	0,0	100,0

**Distribuzione dei destinatari MBO 2004
per classe di prestazione**

Ruolo	Classe di prestazione			Totale
	3	2	1	
Direttori	1	1	0	2
Incaricati e RS	10			10
Altri		0	0	0
Totale	11	1	0	12
%	91,7	8,3	0,0	100,0

Politiche retributive negli anni - società GSE

MBO

2004**2005****2006**

€ 458.000

€ 449.000

€ 517.000

Per i dirigenti l'incidenza % dell'anno 2006 sul monte retribuzioni è pari al 16%, il linea con il 2005, inferiore alla % dell'anno 2004

Si segnala al riguardo che a fronte di una sostanziale continuità dell'incidenza dell'MBO sulla retribuzione complessiva relativamente ai dirigenti, si riscontra una diminuzione dell'incidenza degli aumenti retributivi rispetto al complesso delle retribuzioni (incrementi 2005 su 2004=6%; incrementi 2006 su 2005= 3%).

I livelli retributivi medi per categoria professionale relativamente all'anno 2006 sono pari a € 124.400 per i dirigenti, € 54.700 per i quadri, € 35.100 per gli impiegati.

Cap. V° LA GESTIONE DEL GSE NELL'ESERCIZIO 2006

Nella nuova situazione, quale scaturita dall'esecuzione del D.M. 11/05/2004 che ha comportato la riduzione delle sfera di azione del nuovo soggetto GSE, si deve evidenziare la permanenza della sua funzione di capogruppo, conservata al Gestore nel raggruppamento societario che comprende, oltre il GSE, l'Acquirente Unico (AU) ed il Gestore del Mercato Elettrico (GME).

L'AU assicura ai clienti vincolati la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, in modo da far usufruire i consumatori dei benefici connessi alla liberalizzazione del settore.

Il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, al fine di permettere la concorrenza dei produttori.

Per quanto concerne, invece la sfera di diretta pertinenza del GSE (gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili) i compiti di maggior rilievo assolti nel 2006 hanno avuto riguardo in particolare:

- il ritiro dai produttori ed il collocamento sul mercato dell'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili ed assimilate (CIP6);
- l'emissione dei certificati verdi (CV) con il loro collocamento sul mercato e la verifica del rispetto dei relativi obblighi da parte di produttori e importatori;
- la gestione, in qualità di soggetto attuatore, individuato dall'Autorità di settore, del sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- alla qualifica degli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);

- al rilascio della garanzia di origine (GO) dell'energia prodotta da fonti energetiche;
- alla partecipazione, in ambito internazionale, alla piattaforma di scambio dei certificati da fonti rinnovabili (Renewable Certificate Sistem-RECS).

Nello specifico, con riferimento all'esercizio 2006, il GSE ha ritirato ai sensi dell'art. 3, comma 12, del D.Lgs 79\99 l'energia elettrica prodotta da impianti incentivati titolari di:

- convenzione di cessione stipulata ai sensi del provvedimento CIP 6\92;
- convenzione per la cessione delle eccedenze stipulata ai sensi della delibera AEEG 108\97
- convenzione per la cessione delle eccedenze stipulata ai sensi della delibera AEEG 34\05 (per i soli impianti già titolari di convenzione CIP6).

Ai sensi di quanto previsto dall'art. 3, comma 13 del D.Lgs 79\99, e secondo le modalità fissate di anno in anno da apposito decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, il GSE colloca sul mercato l'energia ritirata dai produttori incentivati.

In particolare, a partire dal 2005, in concomitanza con l'avvio del mercato elettrico e conseguente partecipazione attiva della domanda, il GSE offre energia prodotta dagli impianti CIP6 sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e assegna contestualmente ai clienti del mercato libero e vincolato bande di energia CIP6 (c.d. diritti CIP 6) per mezzo di contratti per differenza riferiti ad un prezzo base (prezzo di assegnazione) fissato con decreto ministeriale.

Gli assegnatari delle bande di energia CIP 6 si approvvigionano sul mercato dell'energia al prezzo stabilito dall'incontro della domanda e dell'offerta: se il prezzo di assegnazione è inferiore al prezzo di mercato il GSE riconosce ai soggetti assegnatari la differenza e viceversa.

La differenza tra i prezzi riconosciuti ai produttori e i ricavi che derivano dalla vendita effettuata in base alle procedure di allocazione sopra descritte (nonché i ricavi derivanti dalla vendita dei certificati verdi da energia CIP 6) è coperta dalla componente A3 della tariffa elettrica.

Si consideri che nel 2006 il GSE ha ritirato da circa 450 impianti (di cui 120 programmabili) ai quali corrisponde una potenza installata di oltre 8.000 MW, una quantità di energia pari a 49 TWh, sostenendo costi per circa 6.200 milioni di Euro che sono stati coperti in parte (per circa 3.740 milioni di Euro) dai ricavi derivanti dalla collocazione sul mercato dell'energia e in parte (circa 2.460 milioni di Euro)

avrebbero dovuto trovare copertura nel gettito della componente tariffaria A3.

Con riguardo ai risultati derivanti dalla collocazione sul mercato dell'energia, occorre evidenziare che essi sono costituiti da tre partite principali, specificamente rappresentate;

- dai ricavi derivanti dalla vendita di energia sul MGP (Mercato del Giorno Prima da cui deriva un incasso di 3.740 milioni di Euro nel 2006);
- dal saldo netto derivante dalla gestione dei contratti per differenza associati ai diritti CIP 6 (circa 9.40 milioni di Euro nel 2006);
- dal saldo netto derivante dai corrispettivi di sbilanciamento (con una perdita di circa 76 milioni di Euro nel 2006).

Limitatamente agli aspetti dei costi occorre evidenziare che i principali costi relativi alla gestione dell'incentivazione dell'energia da fonti rinnovabili ed assimilate possono riassumersi nei seguenti punti:

- Acquisto energia da produttori CIP 6;
- Costi per sbilanciamento dell'energia elettrica CIP 6;
- Costi per corrispettivi dovuti a GME per ogni MWh di energia CIP 6 venduta al mercato;
- Costi per differenze da regolare su contratti differenziali CIP 6 (cd CFD);
- Corrispettivo di trasporto, quota produttori, relativamente l'energia CIP 6 prelevata;
- Costi per acquisto energia elettrica ex delibera 34/05 e D.Lgs 3 87/03;
- Contributo di incentivazione impianti fotovoltaici;
- Costi per attività di misura su impianti CIP 6;
- Eventuali costi per acquisto di Certificati Verdi (CV) per garantire l'equilibrio del mercato.

A partire dal 2007 trova copertura nella componente A3 anche il corrispettivo stabilito a copertura degli oneri di funzionamento del GSE, stabilito, in acconto e salvo conguaglio, dalla delibera AEEG 203/06, pari a 31,6 milioni di euro su base annua (nella classificazione delle voci di Bilancio gli importi relativi vengono classificati tra le partite a margine di cui si dirà appresso).

Sul contrapposto fronte dei ricavi si deve evidenziare che le partite che concorrono alla loro determinazione per l'energia CIP 6 sono principalmente le seguenti:

- Ricavi per vendita dell'energia CIP 6 prelevata nel Mercato del Giorno Prima (MGP);

- Ricavi per eventuale sbilanciamento positivo;
- Ricavi per eventuali differenze positive nei contratti per differenza con soggetti assegnatari di diritti CIP 6;
- Ricavi per la vendita di CV.

CAP. VI° LA COMPONENTE TARIFFARIA A3

Il Decreto Legislativo 79/99, (cd Decreto Bersani) ha avviato il processo di liberalizzazione del mercato elettrico e fissato i principali criteri attuativi di tale processo.

L'articolo 3 comma 13 del suddetto Decreto Legislativo recita che "Ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti al gestore (leggasi ora GSE), l'autorità per l'Energia Elettrica e il Gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui al comma 3 dell'articolo 11".

Su questo aspetto valgono le seguenti considerazioni generali:

- il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate è istituito presso la CCSE (Cassa Conguaglio Settore Elettrico) e viene alimentato dalla componente A3;
- le disponibilità del conto vengono utilizzate quasi esclusivamente per coprire gli oneri sostenuti dal GSE ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99;
- su base mensile il GSE dichiara alla CCSE, secondo criteri di cassa e per valori di consuntivo in base alle disposizioni di cui all'art. 61 del Testo Integrato (Delibera AEEG 5/04), l'ammontare della differenza tra i costi sostenuti per l'acquisto dell'energia, di altre partite relative al dispacciamento, di energia c.d. CIP6 e del costo dell'incentivo fotovoltaico e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia, dalla vendita dei Certificati Verdi di titolarità del GSE. Viene inoltre rilevato che in concomitanza dell'avvio del mercato dell'energia con domanda attiva (formulazione attiva di offerte di acquisto da parte degli operatori della domanda ammessi alle contrattazioni), il Ministero dello Sviluppo Economico (già Ministero delle Attività Produttive) con DM del 24.12.2004 ha adottato un nuovo schema per l'assegnazione dell'energia CIP6 a partire dall'anno 2005: il GSE offre l'energia CIP6 direttamente sul mercato dell'energia, mentre i soggetti assegnatari della capacità CIP6 stipulano con il GSE un contratto per differenza in base al quale ricevono o

versano, per le rispettive quote di capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione.

Accade così che:

- se i ricavi superano i costi il GSE versa l'eccedenza alla CCSE (l'eccedenza non viene versata se il GSE vanta crediti verso la CCSE in misura pari o superiore);
- se i costi superano i ricavi la CCSE provvede a versare al GSE la differenza (nei limiti della disponibilità del conto).

Stante la situazione attuale di maggiori costi sostenuti per l'incentivazione rispetto ai ricavi ottenuti si è generato un credito nei confronti della CCSE.

Per i rapporti intrattenuti dal GSE con la CCSE si possono distinguere, in base ai diversi regimi succedutisi nel tempo, tre fasi principali.

I° fase (periodo febbraio 2001 — giugno 2002);

II° fase (periodo luglio 2002 — giugno 2004);

III° fase (da luglio 2004 ad oggi).

Tralasciando le fasi precedenti, occorre soffermarsi sulla fase attuale per i riflessi che esercita sulla gestione corrente del GSE.

Per questo aspetto, si deve rilevare che nel contesto attuale i soggetti obbligati al versamento diretto al GSE della componente A3 sono le imprese distributrici connesse alla rete di trasmissione nazionale. Secondo le disposizioni del Testo Integrato (delibera AEEG 5/04) e successive modificazioni vale il seguente schema:

- la componente tariffaria A3 è destinata alla copertura degli oneri sostenuti dal GSE ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del Decreto Bersani;
- il cliente finale è obbligato al pagamento al distributore di propria competenza delle componenti tariffarie fissate per la copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico (componenti A), tra cui la componente A3 (in virtù delle modifiche al Testo Integrato introdotte dalla deliberazione 46/04, dal 1° aprile 2004 tutte le componenti A vengono fatturate dai distributori ai clienti finali siano essi del mercato libero o vincolato);
- le imprese distributrici connesse alla rete di trasmissione nazionale (in virtù delle modifiche al Testo Integrato introdotte dalla deliberazione AEEG 103/04 a partire dal 1° luglio 2004) riconoscono al GSE il gettito della componente tariffaria A3 con cadenza mensile;
- le imprese distributrici non connesse alla rete di trasmissione nazionale versano alla CCSE il gettito della componente tariffaria A3 con cadenza bimestrale;

- la CCSE versa (o perlomeno dovrebbe versare in caso di capienza del conto A3 disponibile presso le proprie casse) al GSE o ricevere dal GSE mensilmente gli scarti tra il differenziale CIP6 (differenza tra costi di acquisto e ricavi di vendita) e quanto pagato dalle imprese distributrici direttamente connesse alla rete di trasmissione azionale.

A seguito della delibera AEEG 103/04, il GSE dal mese di luglio 2004, fattura la componente A3 alle imprese di distribuzione direttamente collegate alla rete di trasmissione nazionale.

Il GSE fattura il gettito della componente A3 alle imprese distributrici con la tempistica qui di seguito descritta:

- in relazione al mese di riferimento (n) il distributore trasmette al GSE, entro il 15° giorno del mese successivo (n+1), i dati relativi all'importo di A3 fatturato nel mese di riferimento. Per ogni periodo di fatturazione, l'importo da versare per la componente A3 da parte delle imprese distributrici è quello derivante dalle fatturazioni effettuate ai propri clienti finali nel periodo di riferimento. La comunicazione è effettuata attraverso mail che viene inviata da persona identificata dallo stesso distributore e indirizzata a specifica casella postale del GSE;
- entro il giorno 25 del mese successivo a quello di riferimento (n+1) il GSE emette fattura sulla base di quanto autocertificato dai distributori;
- entro il giorno 15 del secondo mese successivo a quello di riferimento (n+2) il distributore provvede al pagamento della fattura.

Il GSE emette mediamente circa 20 fatture mensili. L'importo medio fatturato mensilmente nel 2006 è di circa 230 milioni di euro e non vi sono al momento particolari criticità nella gestione del credito.

Una tale situazione, congiunta all'ulteriore fenomeno della mancata corresponsione della copertura integrale dei costi, da parte dell'AEEG, ha determinato una forte espansione debitoria del GSE nei rapporti con le banche, di cui meglio si riferisce nella parte dedicata alla risultanze del Bilancio.

CAP. VII° IL BILANCIO DEL GSE

Passando a trattare del Bilancio della GSE , occorre in primo luogo premettere che per effetto del mutamento intervenuto nella missione del GSE , i dati di Bilancio relativi all'esercizio 2006 non sono direttamente sovrapponibili a quelli dell'esercizio precedente.

Infatti, i valori dell' esercizio 2005 facevano riferimento anche ad attività, quali il dispacciamento e la trasmissione di energia sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) che sono cessate dal 1 novembre 2005, per effetto della cessione del relativo ramo d' azienda a favore di Terna, cui risulta affidata ora la gestione della RTN.

Peraltro, come è dato leggere nella nota di accompagnamento al documento di Bilancio, in forza dell'accordo di cessione sottoscritto tra il GSE e Terna, tutti gli effetti economici riconducibili all'energia transitata sulla RTN fino al 31 ottobre 2005 rimangono tuttavia di competenza del Gestore, anche se vengono in evidenza nel corso delle gestioni successive al 2005.

Per questo aspetto sono stati effettuate, ancora nel 2006, operazioni di conguaglio per le partite economiche relative al periodo pregresso, con la prospettiva che detta attività di conguaglio continuerà ancora nel 2007.

Infatti, la società GSE nel 2006 è stata impegnata nella gestione della fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento degli anni 2002-2003-2004, delle attività di trasmissione e dispacciamento cedute con il ramo d'azienda alla soc. Terna SpA.

Questa attività è avvenuta in ragione dell'accordo con Terna, già richiamato, secondo cui sono a carico del GSE tutti i fatti economicamente riconducibili al periodo antecedente il 1° novembre 2005, data di efficacia del contratto di cessione. A quanto sin qua rilevato, occorre aggiungere che, come già anticipato nella relazione al Bilancio 2005, nei primi mesi del 2006 (12 aprile) l'AEEG ha adottato la delibera 79\2006, con la quale ha stabilito che "il controvalore dell'avviamento" per €. 135.398.920 conseguito dal GSE (per effetto della cessione a Terna) "debba ritenersi come il beneficio derivante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, previsto dall'obiettivo di cui all'art. 1ter , comma 1 del D.L. 239\03 di assicurare una maggiore efficienza, sicurezza, affidabilità ed economicità al sistema elettrico nazionale".

Una tale decisione ha prodotto conseguenze negative maggiormente vistose per il

Bilancio del GSE nel 2005, mentre il riflesso di una minore liquidità societaria perdura nel 2006.

Nel 2005, essendo detto ammontare imputato esclusivamente a scomputo dei ricavi dovuti per l'attività di incentivazione dell'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili ed assimilabili, pur nella sussistenza di costi sostenuti per un pari importo, la citata decisione dell'AEEG (delibera 79\2006) ha determinato, per detto esercizio 2005, il venir meno della neutralità economica della gestione delle partite energetiche intermedie dal GSE, producendo una diretta influenza sulla redditività operativa della società che, per la prima volta è risultata negativa proprio in detto esercizio.

Diversamente nel 2006 detta somma ha inciso direttamente sulla liquidità finanziaria della società, determinando in contemporanea con fenomeni connessi alla liquidazione incongrua della componente tariffaria A3, un ricorso all'indebitamento verso le banche.

Infatti, benché il TAR Lombardia con sentenza del 19 dicembre 2006, pubblicata il 16 gennaio 2007, ha annullato la delibera AEEG 79\06, in realtà, per effetto del ricorso al Consiglio di Stato notificato dall'AEEG il 29 marzo 2007, non si è ritenuto, da parte del GSE, di considerare nel Bilancio 2006 la disponibilità della somma citata (€ 135.398.920), essendosi uniformati al rispetto del principio della prudenza ex art 2423-bis del c.c., in quanto non può considerarsi ancora definitivo il grado di giudizio amministrativo che ha accolto, almeno per il momento, la censura del GSE.

Nell'esercizio 2006 come fenomeno di maggior rilievo che ha trovato in detta delibera 79\2006 un concorso causale, si è imposto l'indebitamento verso le banche connesso all'apertura di linee di credito resa necessaria per far fronte al disavanzo finanziario generato anche dall'insufficiente adeguamento della componente tariffaria A3, di cui si è fatta espressa menzione nella parte dedicata alla gestione del GSE.

Infatti, nel corso di detto esercizio, come si riferirà nell'esame di dettaglio dedicata all'analisi del Patrimonio ed in particolare al Patrimonio Netto, la citata componente tariffaria A3 è risultata inadeguata rispetto alle uscite relative ai pagamenti delle forniture di energia CIP6, nonché di altre prestazioni pur effettuate dal GSE.

Altro dato che si riflette negativamente sulle risultanze di Bilancio attiene ai così detti oneri di sbilanciamento il cui ammontare è stato nell'esercizio di circa 76

milioni di Euro, perpetuando una situazione di inefficienza del sistema ereditata dal passato ed a cui, come meglio si riferirà sul punto specifico dell'analisi sommaria che segue, si sta cercando di porre rimedio da parte della nuova gestione.

Passando a trattare le risultanze di Bilancio, occorre considerare che l'impostazione stessa del Bilancio 2006 risente di una distinzione inserita nella relazione sulla gestione del GSE.

Detta relazione nella parte in cui riferisce dei risultati economico finanziari della capogruppo, distingue tra le partite economicamente passanti e le partite definite a margine.

Si tratta di una classificazione che pur aderente al funzionamento del mercato, cui pure si riconnette la scelta della forma societaria privatistica assunta dal GSE, risente di una certa incoerenza con le modalità attraverso cui essa si trova ad operare. In particolare se si tiene conto della natura pubblica della missione quale attualmente svolta da detta società, cui si aggiunge una partecipazione azionaria interamente pubblica (MEF unico azionista).

Le partite passanti risultano riconducibili, secondo la richiamata classificazione a tutte quelle voci di ricavi che valgono a dare copertura ai costi sopportati per la loro realizzazione, senza margini né di segno negativo, come perdite, né di segno positivo, come eventuali utili.

Le partite passanti, prese nel loro insieme, evidenziano una riduzione dei ricavi per vendite e prestazioni, rispetto all'esercizio precedente, di € 2.519.134 mila riconducibile alla cessione delle competenze in materia di trasmissione e dispacciamento; essendosi passati da Euro 9.766.377 mila del 2005 a 7.247.243 mila del 2006.

Sul piano, invece, dei ricavi correlati all'attività di compravendita dell'energia CIP6 si deve segnalare una variazione positiva dovuta all'aumento dei prezzi medi di vendita.

Peraltro, occorre considerare che nel 2005 il minor valore, pari a € 6.184.243 mila (inferiore al valore 2006 che è risultato pari a 7.247.243 mila euro) ha risentito degli effetti della delibera dell'AEEG 79\06 del 12 aprile 2006.

Detta delibera, di cui si è dato già conto, ha disposto che l'utilizzo della plusvalenza (euro 135.399 mila) derivante dalla remunerazione dell'avviamento d'impresa riconosciuto al Gestore, per effetto della cessione del ramo d'azienda, debba essere rivolto alla copertura dei costi, con corrispondente riduzione della copertura reale di

detti costi pure sostenuti.

A parte gli effetti della citata delibera (AEE79\06) i costi di competenza 2006 relativi all'acquisto di energia CIP6, sono risultati pari a 7.247.243 euro mila, laddove nel 2005 erano stati pari a 6.292.368 mila €.

Nel complesso, i costi del GSE nel 2006 hanno risentito, pur in presenza del venir meno dell'attività di trasporto e dispacciamento, di un aumento dovuto per 406 milioni all'aumento dei prezzi medi di acquisto e per circa 495 milioni ai maggiori oneri per i contratti differenziati stipulati con gli assegnatari dei diritti CIP6.

Nella stessa direzione, di un incremento di costi, ha concorso, inoltre, la somma di 1.158 mila euro che si riconnette agli incentivi riconosciuti dal GSE ai produttori di energia fotovoltaica.

Su di un fronte opposto, le partite a margine tengono conto dei ricavi destinati sia alla copertura dei costi di gestione sia alla remunerazione del capitale investito con evidente eccedenza rispetto ai costi.

Al riguardo si deve segnalare che con delibera dell'AEEG 97\07 del 27 aprile 2007 sono stati riconosciuti al GSE i costi per il funzionamento della società nel 2006.

Detti costi di funzionamento sono comprensivi della copertura dei costi sostenuti dal GSE per l'espletamento delle attività cui la stessa società ha dovuto attendere in ragione della sua funzione di soggetto attuatore del decreto ministeriale 28 luglio 2005, del decreto ministeriale 6 febbraio 2006 e della delibera AEEG 188\05, relativamente all'attività svolta negli anni 2005 e 2006 (essenzialmente quale soggetto attuatore dell'incentivazione per il fotovoltaico) per un ammontare di €. 5.127 mila euro.

Questo dato di consuntivo porta a ritenere chiuso il procedimento avviato in forza dell'art. 7 della delibera AEEG 188\05 che prevedeva, al contrario, che fossero indicati, con successivo provvedimento della stessa AEEG, le modalità e i criteri secondo cui riconoscere i costi sostenuti dal GSE.

Nella sostanza è accaduto che il corrispettivo, fissato precedentemente in acconto dalla delibera AEEG 27\06 unitamente agli altri ricavi ed al risultato della gestione finanziaria per l'anno 2006 secondo il mutato avviso detta Autorità deve ora ritenersi sufficiente anche alla copertura dei costi relativi alle nuove attività (non previste al momento della determinazione dell'acconto di cui alla citata delibera AEEG 27\06) svolte dalla Società, anche quale soggetto attuatore dell'incentivazione del fotovoltaico.

La delibera ha, pertanto, confermato a titolo definitivo il corrispettivo definito in acconto dalla delibera 27\06 pari a 28,4 milioni di euro, a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento della società per l'anno 2006.

Nell'ambito delle partite a margine il valore dei "ricavi per vendite e prestazioni", in conseguenza della citata rivisitazione della missione istituzionale del GSE, ha subito un decremento di € 84.563 mila rispetto al precedente esercizio 2005, passando da 113.315 mila euro di detto esercizio a € 28.752 nel 2006.

Del pari sul fronte dei costi nell'ambito delle partite a margine si deve registrare una contrazione di Euro 50.207 mila, essendosi passati da euro 79.534 mila del 2005 ad euro 29.327 mila del 2006.

Relativamente a questa specifica partizione (c.d. partite a margine), occorre considerare che al di là della conferma a titolo definitivo dell'acconto, operato successivamente sempre dall'AEEG con delibera 97\07 quale corrispettivo dei costi riconosciuti per il funzionamento della società nel 2006, un'ulteriore incidenza sulla gestione sociale, che si proietta sul futuro, sembra avere anche la delibera AEEG 249\06 del 15 novembre 2006.

Detta delibera (249\06) è stata adottata a termine di una consultazione pubblica in materia di aggiornamento, per l'esercizio 2007, del Costo Evitato di Combustibile (componente CEC) per gli impianti CIP6.

Tutte queste risultanze che vengono in evidenza a seguito dell'analisi delle partite a margine, accentuate dall'accesso indotto ad un indebitamento crescente per mancato adeguamento della componente tariffaria A3 di cui si fa espresso cenno in rapporto allo stato patrimoniale, rende evidente l'incidenza finanziaria di un regolatore pubblico qual è l'Autorità di settore.

Dai dati disponibili risulta che detta Autorità ha tenuto conto esclusivamente dell'ambito di azione attuale del GSE orientato all'assolvimento di una funzione pubblica in perdita (acquisto dell'energia rinnovabile ad un costo maggiore al prezzo di vendita).

Ne consegue che il mantenimento di una scelta di privatizzazione, quale si rispecchia nella forma di società privata attribuita al GSE sia pure con partecipazione ad intero capitale pubblico, pone l'esigenza di pervenire a soluzioni coerenti.

Non può tacersi, infatti, che, andando oltre le partite a margine determinate senza alcun riferimento alla disciplina del mercato inteso come ambito economico in cui

ogni prestazione di servizi deve trovare il suo corrispettivo nel prezzo determinato dalla concorrenza di tutti i soggetti che liberamente possono accedervi, si hanno delle scelte eterodeterminate che fissano unilateralmente la remunerazione accentuando l'anomalia della presenza di una società operante che assolve sostanzialmente una funzione pubblica.

Il tutto, mentre in forza dell'indebitamento connesso alle determinazioni esterne si aggravano gli oneri di sistema introducendo ulteriori costi (gli interessi dovuti al sistema bancario) a carico di consumatori già penalizzati rispetto agli altri Paesi europei.

Diversa prospettiva si aprirebbe, non solo per il GSE ma per l'intera collettività, se accanto all'attività in perdita quale sinora svolta, si tenesse conto (sia da parte del GSE che dei soggetti pubblici di riferimento) della esigenza di ricondurre ad unità la polverizzazione delle competenze, esistente nella sfera delle FER, attraverso un'azione di servizio e di informazione svolta sia a favore delle pubbliche amministrazioni locali che dei singoli cittadini.

Al riguardo vi sono se pure non raccolti in forma organica, validi riferimenti normativi, quale, per citarne uno a titolo esemplificativo, quello di cui al D.Lvo n.387 del 29 dicembre 2003, adottato in attuazione della Direttiva 2001\77\CE.

All'art. 1, comma 1, lettera d, in particolare si individua tra le finalità del decreto stesso quello di favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Del pari un ruolo di servizio, a vantaggio della collettività, può essere assunto in rapporto alle tematiche connesse all'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili disponibili sul territorio, dando risalto alla centralità dello sviluppo di azioni volto all'uso razionale dell'energia e al risparmio energetico mirato alla complessiva riduzione della domanda di energia elettrica.

Vale la pena, per questo aspetto di ribadire il riferimento a quanto già si è accennato allorché in occasione di un "forum" promosso dal GSE si è auspicato che detta società potesse andare "oltre la gestione degli strumenti di incentivazione, per diventare un centro di promozione che, attraverso una informazione qualificata e-
super partes- sia economica che normativa fornisca gli strumenti di valutazione degli investimenti distribuiti".

Auspicio completato dalla considerazione della situazione di scarsa informazione in

cui si trovano ad operare, nella materia dei fonti alternative, le amministrazioni pubbliche (centrali e periferiche).

Il tutto, sino ad evidenziare che dette amministrazioni pubbliche “hanno bisogno di strutture specialistiche a cui rivolgersi, per mettere a punto soluzioni operative efficaci ai problemi che i semplici cittadini, ma anche gli amministratori locali incontrano nella fase di utilizzazione delle fonti energetiche rinnovabili”.

CAP.VIII° LO STATO PATRIMONIALE

Nell’analisi dello stato patrimoniale del GSE, nello specifico, si segnalano due appostazioni sia per l’entità degli incrementi registratisi nel corso del 2006 sia per la singolarità dei fenomeni sottesi.

La prima voce dello stato patrimoniale che viene in evidenza, a questo riguardo, concerne i crediti verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE) che registrano un incremento di 647.435.126 Euro rispetto al 2005.

Infatti, mentre nell’esercizio 2005 detta voce risultava iscritta in Bilancio per 859.594.707 euro, nell’esercizio 2006 la stessa è lievitata a 1.507.029.833 euro.

Un tale importo costituisce il credito esistente verso la CCSE a titolo di contributi di competenza dovuti al GSE per l’acquisto di energia CIP6, come previsto dalla delibera AEEG 20\2001 e successive modifiche ed integrazioni.

Alla determinazione di detto credito complessivo concorrono anche le somme dovute per la gestione intesa allo sviluppo della produzione di energia fotovoltaica (delibera AEEG 188\2005).

L’incremento registrato rispetto al 2005 trova, comunque, la sua genesi nell’aumento dei costi per l’acquisto dell’energia CIP6 di competenza del 2006, non coperto dai ricavi relativi alla vendita.

Nella determinazione del fenomeno, ha concorso, in modo significativo, una insufficiente copertura della componente tariffaria A3, sia in termini di volumi di gettito che della tempistica di raccolta.

Va al riguardo evidenziato che l’art. 3, comma 13 del D.Lvo 79\99 disponeva che “ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell’energia sul

mercato e dalla vendita dei diritti di cui al comma 3 dell'art. 11".

Su base mensile il GSE dichiara alla CCSE secondo valori di cassa e per valori di consuntivo, in base alle disposizioni di cui all'art. 61 del testo integrato (delibera AEEG 5\04) l'ammontare della differenza tra i costi sostenuti per l'acquisto di energia, di altre partite relative al dispacciamento di energia CIP6 e del costo dell'incentivo fotovoltaico rispetto ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia connessa ai certificati verdi di titolarità del GSE. Viene inoltre evidenziato il valore relativo alla fatturazione A3 ai distributori connessi alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Se i ricavi dovessero superare i costi, il GSE sarebbe tenuto a versare l'eccedenza alla CCSE;

se, invece, i costi dovessero superare i ricavi, come è accaduto nel 2006, è la CCSE che deve provvedere a versare la differenza al GSE.

Stante la situazione attuale di maggiori costi sostenuti per l'incentivazione rispetto ai ricavi ottenuti, è maturato il credito quale sopra riferito nei confronti della CCSE.

In termini di variazione da un anno all'altro, l'aumento del credito verso la CCSE (662.947 mila euro) unito alle variazioni delle altre voci del circolante netto (euro 287.911 mila) al netto della variazione delle altre voci patrimoniali ha generato riflessi sulla posizione finanziaria.

Difatti la posizione finanziaria netta cambia segno da un anno all'altro passando da una situazione positiva pari a euro 632.000 mila (2005) ad una negativa pari ad euro 316.750 mila (2006), con una incidenza negativa che registra una variazione negativa pari ad euro 948.750 mila.

L'incremento del credito verso la CCSE è stato fronteggiato con un assorbimento delle risorse disponibili alla fine del 2005 e con l'accensione di debiti verso istituti di credito nel corso del 2006.

Detti debiti verso le Banche al 31\12\2006 ammontano a 535 milioni di Euro di cui:

- a breve 522 milioni di Euro;
- per finanziamenti a medio e lungo termine 13 milioni di Euro.

Peraltro, riprendendo il cenno già fatto, con riguardo dell'andamento nel 2007, il fenomeno tenta a restare costante, come si ricava dai dati evidenziati nella tabella che si riporta sotto e che è relativa al periodo che va dall'1/01/2006 al 30/06/2007.

INDEBITAMENTO VERSO LE BANCHE DAL 01/01/06 AL 30/06/2007 E RELATIVO COSTO

Nel periodo preso in esame, per fare fronte ai propri fabbisogni finanziari, GSE ha utilizzato linee di credito a partire dal mese di giugno 2006

- Importo medio giornaliero periodo giugno 06 – giugno 07 148 milioni di euro
-
- tasso medio periodo giugno 06 – giugno 07 3,60%

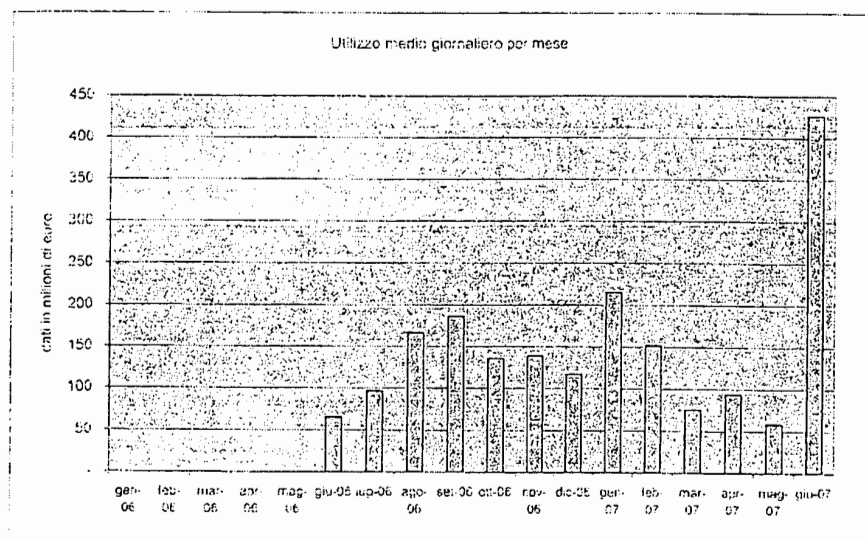
**UTILIZZO
MEDIO
GIORNALIERO**

**INTERESSI
PASSIVI**

(migliaia euro)

MESE

gen-06	-		
feb-06	-		
mar-06	-		
apr-06	-		
mag-06	-		
giu-06	65		150
lug-06	96		241
ago-06	166		438
set-06	186		485
ott-06	136		385
nov-06	139		393
dic-06	117		352
gen-07	215		678
feb-07	152		428
mar-07	75		238
apr-07	94		304
Mag-07	59		196
giu-07	426		1.431



La versione grafica della posizione finanziaria mensile del GSE a consuntivo per il 2006 e previsionale per il 2007 dà una evidenza plastica dell'esposizione finanziaria della società.

Dai dati emerge un aggravarsi del deficit finanziario a partire dal mese di giugno 2007 a seguito dell'adeguamento, a titolo definitivo, della componente del costo evitato di combustibile (CEC) relativa alla remunerazione degli impianti CIP 6 per l'anno 2006.

Tale adeguamento, secondo le notizie provenienti dall'ENI se confermate dovrebbe attestarsi sul 20,6% con un impatto in termini economici valutato in circa 600 milioni.

Peraltro, il gettito della componente tariffaria A3 per il 2007, ipotizzato costante rispetto all'ultimo aggiornamento tariffario (delibera AEEG 205/06) oltre a non risultare adeguato a coprire il fabbisogno economico del 2007 è inadeguato a ripianare il disavanzo maturato negli ultimi due anni ed attribuibile principalmente alla revisione prezzi di cessione in via definitiva per gli esercizi 2005 e 2006.

Fabbisogno economico A3 anno 2006

		Genn	Febb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Sett	Ott	Nov	Dice	Totale
Ricavi	€ Min	338,2	331,6	363,2	271,5	265,0	290,8	370,9	280,6	316,2	305,1	301,2	308,5	3.742,7
VENDITA SU MGP	€ Min €/MWh	338,2 74,1	331,6 83,8	360,3 80,2	271,5 69,5	265,0 69,9	290,8 75,4	370,9 87,1	280,6 75,7	316,2 79,4	305,1 75,0	301,2 76,6	308,5 79,3	3.739,9 77,3
Costi	€ Min	595,9	561,2	621,0	676,6	575,0	591,0	678,7	553,8	622,8	616,7	606,5	627,8	7.227,2
ENERGIA CEI	€ Min € Min	438,2 110,5	383,0 95,0	441,9 111,4	458,1 99,7	454,6 101,4	445,6 98,6	474,6 101,5	408,1 74,2	459,2 103,6	472,0 106,9	459,7 105,7	461,3 107,5	5.354,3 1.215,9
Cong. Prezzi 2006	€ Min	77,1	67,4	77,8	67,0	66,8	65,4	69,7	59,9	67,4	69,3	67,5	67,7	823,1
INCENTIVI FOTOVOLTAIC	€ Min.	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	1,2
Inc. riconosciuto	€ Min	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	1,1
Costi vivi (Dib 188/05 art.	€ Min	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	0,1
Serv. Misura	€ Min	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	1,6
Unità Cip 6 connesse RTN	€ Min	106	108	106	104	109	108	109	109	112	112	111	111	
Corrispettivi	€	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3	1.197,3
Corrispettivi di borsa	€ Min	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	1,9
Corrispettivo	€/MWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Energia	TWh	4,6	4,0	4,5	3,9	3,8	3,9	4,3	3,7	4,0	4,1	3,9	3,9	48,4
Contratto per differenza	€ Min	69,5	99,6	97,7	48,0	49,6	67,6	120,8	78,7	85,1	65,9	74,6	86,4	943,6
Energia	TWh	4,2	3,8	4,2	4,0	4,2	4,0	4,2	4,2	4,0	4,2	4,0	4,2	
Prezzo PUN (a)	€/MWh	72,2	82,0	79,0	67,4	67,4	72,3	84,5	84,4	76,6	71,3	74,0	76,2	
Strike price (b)	€/MWh	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	
Differenziale prezzi (a-b)	€/MWh	16,7	26,5	23,5	11,9	11,9	16,8	29,0	18,9	21,1	15,8	18,5	20,7	
Anticipo finanziario	€ Min	231,2	208,9	231,2	223,8	2321,2	223,8	231,2	231,2	223,8	231,2	223,8	231,2	2.722,6
C/D passivi e anticipo														
Sbilanciamento	€ Min	7,4	8,5	0,5	2,1	(0,3)	10,0	11,0	4,6	8,0	6,5	1,8	1,7	61,9
Delibera 34/05	€ Min	2,1	1,4	1,5	2,2	3,0	1,0	1,2	1,1	1,5	1,5	1,2	1,3	19,0
Differenziale distributori	€ Min	2,1	1,4	1,5	2,2	3,0	1,0	0,7	0,6	1,0	0,9	0,8	0,8	
Acquisti GSE	€ Min	-	-	-	-	-	-	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	
CTR produttori CIP	€ Min	1,2	1,0	1,2	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,1	1,1	1,0	1,0	12,8
Corrispettivo	€/MWk	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Energia	TWh	4,6	4,0	4,5	4,0	3,9	3,9	4,3	3,9	4,1	4,2	4,1	4,0	
Fabbisogno economico A3	€ Min	257,8	229,6	257,8	305,2	310,1	300,2	307,8	273,2	306,6	311,6	305,3	319,3	3.484,5
Flusso A3 (competenza)	€ Min	191,5	225,4	262,2	223,6	241,3	242,6	263,8	224,0	257,2	255,9	263,7	252,3	2.893,4

Il GSE ha inviato tempestive segnalazioni all'Autorità competente, rappresentando le conseguenze indotte dall'indebitamento cui era costretto fare fronte per effetto della mancanza di un congruo adeguamento della componente tariffaria A3 che tenesse conto del reale incremento degli oneri accollati, nonché per effetto della mancata liquidità connessa alla maturazione dei crediti verso la CCSE .

Dal canto suo, detta Autorità ha inteso approvare il ricorso all'indebitamento bancario del Gestore, aggiungendo, in cambio di una pura traslazione cronologica della liquidazione del dovuto, ulteriori oneri (gli interessi dovuti alle banche) che comunque finiranno per andare a far lievitare la componente tariffaria A3 per il futuro, in un regime di oneri per gli utenti già cronicamente in espansione di suo.

Passando al Fondo Contenzioso e Rischi diversi pari a 44.158 mila euro nel 2006, risulta essersi incrementato rispetto al 2005 allorchè ammontava a 43.481 mila euro, rappresentando la voce più consistente del Fondo Generale Rischi ed Oneri che nei due esercizi è stata rispettivamente di 49.490 nel 2005 e di 49.280 nel 2006.

Va detto che detto Fondo per contenzioso ed oneri diversi, tuttavia non è esaustivo se si considerino i rischi reali che incombono sulla gestione del GSE.

Allo stato detto Fondo risulta riferito esclusivamente alle seguenti tipologie:

- verso le Aziende di distribuzione di Energia Elettrica (embedded);
si tratta di rischi connessi all'eventuale soccombenza del GSE a fronte di ricorsi promossi da aziende di distribuzione innanzi al TAR per l'impugnazione della delibera 40\05 dell'AEEG, relativa alla determinazione del corrispettivo per il trasporto di energia elettrica.

Al riguardo si deve rilevare che il TAR Lombardia, in data 14 febbraio 2006, ha disposto l'annullamento di detta delibera nella parte in cui comprende, per gli esercizi 2000 e 2001, ai fini del computo dei costi di trasporto dell' energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, l'energia autoprodotta destinata al mercato vincolato.

Avverso detta decisione pende ricorso al Consiglio di Stato, innanzi al quale il GSE si è costituito in data 18 maggio 2006;

- giudizi per spostamenti elettrodotti;
- giudizi per disservizi;
- contenzioso di lavoro;
- import;

- ricorsi per CIP6 diretti all'annullamento della delibera AEEG 188\06;
- giudizi per impianti alimentati da fonti rinnovabili e cogenerazione.

Questa classificazione dei rischi quale si ricava dallo Stato Patrimoniale del GSE, tuttavia, non è esaustiva, come si è già accennato, in quanto non tiene in debito conto altri rischi reali incombenti.

Infatti, sussistono "impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale".

Si tratta in particolare delle situazioni che di seguito si elencano:

- campi elettromagnetici. Per i quali il GSE continua ad essere parte nei relativi giudizi. In detti giudizi (sinora 12) gli attori richiedono il risarcimento de danni, sul presupposto di una pretesa nocività per la salute delle emissioni elettromagnetiche;
- distacchi di carico, a fronte di quelli operati il 26 giugno 2003, risultano essere state avanzate un centinaio di richieste di risarcimento danni, delle quali una sola risulta essere stata notificata al GSE;
- risarcimento per black-out. Si tratta di richieste di risarcimento correlate agli eventi del 28/09/2003. Alla data del 27 aprile 2007 risultano notificate 8.870 cause per richieste di risarcimento, cui si devono aggiungere le quasi 3.000 lettere che sollecitano rimborsi forfetari. Per il momento risultano definiti con sentenza di primo grado circa 5.151 giudizi, in rapporto ai quali il GSE è risultato soccombente in primo grado in 596 casi mentre in appello la soccombenza , per il momento, riguarda 243 casi. In attesa che si esauriscano tutti i gradi di giudizio possibili, gli effetti economici a carico del GSE non sembrano né prevedibili né determinabili, con l'aggiunta che mancano ancora due anni per la prescrizione del diritto al ristoro;
- fotovoltaico, per il quale sono pendenti 16 ricorsi al TAR per l'annullamento dei provvedimenti del GSE con cui sono state dichiarate inammissibili le domande di ammissione alle tariffe incentivanti. Nello stesso tempo, due ricorsi sono passati al grado d'appello innanzi al Consiglio di Stato, per effetto della decisione del TAR-Lombardia che annullava la parte del DM 06/02/2006 che regolava l'aggiornamento delle tariffe incentivanti.

Data l'esigua capitalizzazione del GSE e l'esposizione finanziaria verso le banche, questa mancata copertura di rischi ancora indefinibili, sotto il profilo finanziario, non

appare rassicurante.

CAP. IX° IL CONTO ECONOMICO ED IL COSTO DEI SERVIZI

Nell'analisi del conto economico , appare conferente muovere dal costo dei servizi, per i quali, come già riferito nello scorso esercizio, è stato stabilito, in sede di contratto di cessione del ramo d'azienda, di conferire a Terna, tra gli altri beni, i sistemi di elaborazione, di storage e di rete già nella titolarità del GRTN, applicando il principio della prevalenza su di essi delle applicazioni da trasferire con la gestione della rete.

Nello stesso tempo veniva previsto l'impegno, nei confronti del GRTN, della società subentrante (Terna) a fornire i servizi informatici per la gestione operativa delle applicazioni rimaste nella sfera del nuovo gestore, così come presenti nei sistemi conferiti.

Infatti, l'impegno alla prestazione dei servizi informatici ha costituito l'oggetto di un apposito contratto in data 11 novembre 2005, a tenore del quale si sanciva la prestazione da parte di TERNA per la durata di tre anni, tacitamente rinnovabile per un ulteriore triennio, con la riserva in testa al GRTN della facoltà di disdire il contratto in un qualsiasi momento, previo il preavviso di sei mesi.

L'onere accollato al bilancio del GRTN, per effetto di questa prestazione di servizi informatici forniti dal sistema convenzionalmente trasferito, prevedeva un esborso annuo di Euro 900.000.

Nel corso del 2006, anche per porre rimedio a questo onere, oltre la consueta azione di miglioramento delle dotazioni hardware e software di base, si è proceduto alla internalizzazione delle infrastrutture informatiche del GSE.

In tal senso si è avviato il superamento del contratto stipulato con Terna per la fornitura di tutti i servizi informatici ed applicativi.

A seguito dell'esito positivo di uno studio di fattibilità, teso a verificare la convenienza tecnico-economica di dotarsi di una infrastruttura informatica separata attraverso l'acquisto sia dell'hardware che del software da installare presso la sede legale della società, è stato, quindi, avviato il progetto di trasferimento dei servizi informatici da Terna, conclusosi nei primi mesi del 2007.

Accanto al costo inserito nel conto economico per l'acquisto del servizio da Terna, si deve osservare che nello stato patrimoniale ha trovato allocazione la spesa

sostenuta per il trasferimento del sistema gestito da Terna, in particolare detta spesa è stata inserita tra le "Immobilizzazioni in corso" che ammontano a complessive 110 mila euro comprensive anche degli oneri per l'avvio del progetto di aggiornamento tecnologico ed applicativo del sistema ERP.

Del pari, dal conto economico, si ricava che - sia pure in flessione rispetto all'esercizio precedente la voce "interessi ed altri oneri finanziari" (passata da 6.993 mila euro del 2005 a 3.026 del 2006 con un decremento di 3.967 mila euro), pur con la rilevante flessione della sfera operativa del GSE, cui sono rimasti estranei per effetto della cessione del ramo d'azienda attività di rilevanza finanziaria (dispacciamento e trasmissione) - si deve registrare una nuova voce dall'importo significativo.

Si tratta di 2.444 mila euro che rappresentano un fenomeno presente nel solo 2006, concernente gli interessi passivi sui finanziamenti a breve termine generati, come già commentato, dal ricorso a linee di credito per fare fronte alle carenze di liquidità del GSE.

Al riguardo, giova ripeterlo, si è segnalato che l'AEEG con delibera 97\07, pur riconoscendo i costi sostenuti dalla società in qualità di soggetto attuatore dell'incentivazione del fotovoltaico, pari a 4.750 mila euro per il 2005 e pari a 4.652 mila euro per il 2006, ha considerato sufficiente il corrispettivo già erogato a copertura dei costi di funzionamento della società, unitamente agli altri ricavi ed al risultato della gestione finanziaria, evitando di procedere ad un adeguamento a consuntivo, così come pure previsto.

Altra voce significativa del conto economico, ricollegandosi a quanto anticipato in sede di analisi generale del bilancio, è quella relativa agli oneri di sbilanciamento.

Si tratta di un fenomeno che si ricollega al fatto che le offerte di vendita di energia che il GSE effettua sul Mercato del giorno prima (MGP) se accettate vengono successivamente confrontate con l'energia effettivamente immessa in rete dai produttori.

Le differenze rilevate vengono regolate nei confronti di Terna attraverso appunto i contributi c.d. di sbilanciamento.

In sostanza il corrispettivo di sbilanciamento rappresenta per il GSE una partita da regolare quando la quantità di energia CIP6 offerta sul MGP risulti differente da quella effettivamente immessa in rete dai produttori.

Prima di dare conto delle iniziative intraprese dalla nuova dirigenza insediatasi

successivamente al contratto di cessione a Terna, sarà utile premettere alcune note di chiarimento circa le connotazioni di una tale voce.

Al riguardo, appare conferente chiarire che l'energia offerta ogni giorno sul MGP dal GSE corrisponde al programma orario di produzione degli impianti CIP6 per il giorno successivo. La differenza per ciascuna ora, tra la quantità programmata e quella effettivamente immessa in rete dagli impianti determina uno sbilanciamento che deve essere regolato nei rapporti con Terna, che è la società responsabile delle attività di trasmissione e di dispacciamento.

Accade così che se, per fare fronte allo scostamento dell'impianto CIP6, Terna deve attivare risorse di dispacciamento, l'effetto è che i corrispettivi di dispacciamento diventano penalizzanti (per i soli impianti CIP 6 programmabili) in misura proporzionale ai maggiori costi sostenuti da Terna.

In una tale situazione, tenuto conto che per gli esercizi 2005 e 2006, l'ammontare delle penalizzazioni dovute, a causa degli sbilanciamenti, hanno toccato livelli di rilievo (nel 2005 Euro 72 milioni; nel 2006 Euro 76 milioni di euro), ne consegue che ha assunto una sua rilevanza l'attività di programmazione della produzione degli impianti CIP 6, attivata dalla nuova gestione GSE nell'ottica di ridurre i suddetti oneri ed il conseguente impatto sulla componente tariffaria A3.

L'attività di programmazione suddetta è stata storicamente svolta nell'ambito dell'attività di dispacciamento, con la conseguenza che a seguito del suo trasferimento, avvenuto per effetto della cessione a Terna, il GSE è divenuto il responsabile per conto dei 450 impianti CIP6 della programmazione della produzione nonché della regolazione, con il nuovo dispacciatore (Terna), degli sbilanciamenti tra produzione effettiva e produzione programmata.

Pertanto, nei termini previsti dalle relative convenzioni CIP6, i titolari degli impianti sono tenuti a comunicare al GSE le informazioni utili per la programmazione della produzione degli impianti stessi o le eventuali riduzioni di disponibilità della capacità di produzione.

Tuttavia, a fronte degli oneri finanziari che vengono accollati al GSE in caso di programmazione inesatta, la normativa vigente non consente al GSE di ribaltare sui produttori gli eventuali maggiori oneri di sbilanciamento, conseguenti ad un mancato rispetto del programma di produzione pur indicato da detti produttori.

L'assenza di sanzioni o di accollo finanziario (a carico dei veri responsabili che sono i produttori) delle conseguenze derivanti da un tale errore di programmazione

indotto dal comportamento di detti soggetti determina una scarsa propensione degli stessi a rispettare fedelmente il programma di produzione, avendo essi di mira solo il rispetto dei propri interessi economici alla vendita di energia o della disponibilità di vapore per i processi industriali annessi agli impianti di produzione.

Sul diverso piano della disamina delle principali cause di sbilanciamento, si ricava che esse sono riconducibili a fenomeni di varia natura, quali le avarie ovvero il ritardato rientro in esercizio dell'impianto ovvero, in misura ridotta, sono imputabili alle tecnologie particolari di produzione (come ad esempio i gassificatori).

Allo stato, si è tentato da parte del GSE di svolgere una particolare azione di sensibilizzazione, oltre ad introdurre un servizio di reperibilità (24\24 h e 7gg\7gg) per mezzo del quale, a rotazione, un operatore del GSE risulta sempre contattabile dai produttori a mezzo telefono, fax o mail.

Nell'intento di realizzare delle riduzioni, sia pure nel permanere di una sostanziale mancanza di responsabilità per i produttori che determinano il fenomeno, il GSE ha tentato, agendo sul suo versante, attraverso le seguenti attività:

- dotazione dell'area dedicata alle attività di mercato di un sistema informatico di acquisizione delle misure per il monitoraggio in tempo reale della produzione degli impianti CIP6;
- realizzazione di una "sala trading" dedicata alle attività di mercato, con l'adozione di uno schema di organizzazione del lavoro basato su un semi-turno tale da garantire (come già anticipato) in sede GSE 7 giorni su 7, nella fascia oraria compresa tra le 7 e le 19,30;
- estensione della partecipazione del GSE anche al Mercato di Aggiustamento (MA).

In proposito, va anche evidenziato che la recente introduzione, ultimata e resa operativa all'inizio del 2007, di un sistema di metering da parte del GSE, consentirà a detta società di svolgere un ruolo attivo e di interagire con il produttore ogni volta che si evidenzia uno scostamento significativo tra programma e produzione.

Nella sua globalità, pur operando unilateralmente, l'azione dispiegata dal GSE è risultata finalizzata a favorire il massimo di scambio di informazioni con i produttori per una programmazione più efficace e rispondente all'effettivo stato di funzionamento degli impianti e per consentire l'attivazione in un tempo utile degli strumenti di mercato (MA) previsti per la rettifica del programma di funzionamento degli impianti di produzione.

STATO PATRIMONIALE – ATTIVO

Euro	31.12.2006		31.12.2005		Variazioni
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immateriali					
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	894.002		690.721		203.281
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	9.105		12.069		(2.964)
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	110.000		114.961		(4.961)
7) Altre	930.904		649.509		281.395
		1.944.011		1.467.260	476.751
II. Materiali					
1) Terreni e fabbricati	28.967.578		29.467.236		(499.658)
2) Impianti e macchinario	3.562.824		3.489.269		73.555
3) Attrezzature industriali e commerciali	40.904		41.795		(891)
4) Altri beni	2.762.308		1.889.010		873.298
5) Immobilizzazioni in corso e acconti	414.718				414.718
		35.748.332		34.887.310	861.022
III. Finanziarie					
1) Partecipazioni in:					
a) imprese controllate	15.000.000		15.000.000		
Esigibili entro 12 mesi			Esigibili oltre 12 mesi		
2) Crediti					
d) verso altri	88.901		62.658	501.132	
		15.634.864		15.501.132	133.732
Totale immobilizzazioni		53.327.207		51.855.702	1.471.505
Esigibili oltre 12 mesi			Esigibili oltre 12 mesi		
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
I. Rimanenze					
II. Crediti					
1) Verso clienti	401.098.034		333.670.775		67.427.259
2) Verso imprese controllate	743.988.096		725.880.917		18.107.179
4 bis) Crediti tributari	12.601.418		6.827.894		5.773.524
5) Verso altri	1.777.538		6.037.011		(4.259.473)
6) Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.507.029.833		859.594.707		647.435.126
		2.666.494.919		1.932.011.304	734.483.615
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
6) Altri titoli			150.879.142		
				150.879.142	(150.879.142)
IV. Disponibilità liquide					
1) Depositi bancari e postali	217.784.332		494.025.528		(267.241.196)
3) Danaro e valori in cassa	8.118		6.779		1.319
		217.792.450		494.032.327	(276.239.877)
Totale attivo circolante		2.884.287.369		2.576.922.773	307.364.596
D) RATEI E RISCONTRI					
Riscontri attivi	36.691		93.507		(56.816)
Totale ratei e riscontri		36.691		93.507	(56.816)
TOTALE ATTIVO		2.937.651.267		2.628.871.982	308.779.285

STATO PATRIMONIALE – PASSIVO

Euro	31.12.2006		31.12.2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) PATRIMONIO NETTO					
I. Capitale		26.000.000		26.000.000	
IV. Riserva legale		3.667.735		3.427.990	239.745
VII. Altre riserve					
Riserva da conferimento		291.393		291.393	
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	617.012		755.252		(138.240)
14) Altri debiti	148.002.345		58.119.802		89.882.543
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	288.622		15.800.793		(15.512.171)
Totale debiti		2.684.136.079		2.363.101.828	321.034.251
E) RATEI E RISCONTRI					
Ratei passivi	221.001		142.252		78.749
Riscontri passivi	106.022.619		121.936.098		(15.913.479)
Totale ratei e riscontri		106.243.620		122.078.350	(15.834.730)
TOTALE PASSIVO		2.844.755.689		2.539.437.659	305.318.030
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		2.937.651.267		2.628.871.982	308.779.285
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		99.873.207		45.930.847	53.942.360
Altri Conti d'ordine		41.249.405.844		40.813.264.849	436.140.995
Totale conti d'ordine		41.349.279.051		40.859.195.696	490.083.355

CONTO ECONOMICO

Euro	Esercizio 2006		Esercizio 2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.275.993.755		9.916.283.677		(2.640.289.922)
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni			5.119.174		(5.119.174)
5) Altri ricavi e proventi	97.603.526		190.257.567		(92.654.041)
Totale Patrimonio Netto		7.373.597.281		10.111.660.418	(2.738.063.137)
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		7.205.589.339		8.527.608.683	(1.322.019.344)
7) Per servizi		14.738.412		637.808.510	(623.070.098)
8) Per godimento di beni di terzi		13.385.602		768.65.849	(755.270.247)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	11.791.651		36.631.249		(24.839.598)
b) Oneri sociali	3.243.433		10.082.571		(6.839.138)
c) Trattamento di fine rapporto	868.045		2.998.507		(2.130.462)
d) Trattamento di quiescenza e simili	20.446		170.067		(149.621)
e) Altri costi	489.781		1.330.948		(841.167)
		16.413.356		51.213.342	(34.799.986)
10) Ammortamenti e svalutazioni:					
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	691.648		5.766.588		(5.074.940)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	1.462.616		5.784.736		(4.322.120)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	17.943				17.943
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibilità liquide	8.500.000		3.851.824		4.648.176
		10.672.207		15.403.148	(4.730.941)
12) Accantonamenti per rischi		1.451.516		17.749.297	(16.297.781)
13) Altri accantonamenti					
14) Oneri diversi di gestione		117.094.134		215.282.371	(98.188.237)
Totale costi della produzione		7.379.344.566		10.233.721.200	(2.854.376.634)
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(5.747.285)			
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
15) Proventi da partecipazione:					
- da imprese controllate	7.911.676				
		7.911.676			7.911.676
16) Altri proventi finanziari:					
a) Da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:					
- altri	14.271		25.230		(11.049)
d) Proventi diversi dai precedenti:					
- altri	9.453.755		14.564.344		(5.110.589)
		9.468.026		14.589.664	(5.121.638)
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	3.026.033		6.992.646		(3.966.613)
		3.026.033		6.992.646	(3.966.613)
Totale Proventi e oneri finanziari		14.353.670		7.597.018	6.756.653
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE					
E) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
20) Proventi:					
- plusvalenza di cessione			135.398.920		(135.398.920)
- vari	942.504		3.256.071		(2.313.567)
		942.504		138.654.991	(137.71.487)
21) Oneri					
- vari	432.472		6.003.039		(5.570.567)
		432.472		6.003.039	(5.570.567)
Totale delle partite straordinarie		510.032		132.651.952	(132.141.920)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		9.116.417		18.188.188	(9.071.771)
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(1.100.000)		(13.393.282)	12.293.282
23) Utile dell'esercizio		8.016.417		4.794.906	3.221.511

CAP. X° IL BILANCIO CONSOLIDATO

Nel considerare il Bilancio Consolidato del Gruppo occorre evidenziare che l'apporto più significativo anche nel decorso esercizio proviene dai risultati della gestione della capogruppo (GSE) che, a sua volta, risente degli effetti della cessione del ramo d'azienda intervenuta dal 1 novembre 2005.

Va anche rilevato, comunque, che sul piano dei valori quali si ricavano dal Bilancio consolidato la loro variazione non appare di portata significativa se si consideri che esclusivamente per la voce personale si raggiungono variazioni proporzionate all'entità del mutamento intervenuto nella missione delle società.

E' accaduto, infatti, che il costo del lavoro risulta ridotto notevolmente rispetto all'esercizio precedente, passando a 26.818 mila euro del 2006 da 59.735 mila euro del 2005. Questa variazione si riconnette ad una contrazione numerica della forza lavoro, quale si è determinata, per effetto della diminuzione della sfera di attività conseguente la cessione del ramo d'azienda come decisa con il D.M. 11 maggio 2004.

Si è così passati da una consistenza media del Gruppo nella dotazione della forza lavoro pari a 801 unità, nel 2005, alla consistenza media del 2006 pari a 364.

Nel determinarsi di un tale scarto l'apporto del GSE si è dimostrato decisivo a riprova del fatto che tutti i risultati del Gruppo quali si ricavano dal Bilancio consolidato, si riconnettono in maniera significativa alla sua attività.

L'unica voce rilevante del bilancio consolidato che trova la sua origine nell'attività di altra società del Gruppo, per l'esattezza il GME, afferisce ai costi operativi.

Una parte rilevante di detti costi è rappresentata dai costi dell'energia acquistata dal GME per un valore (sul totale degli acquisti dell'intero gruppo pari ad € 22.689.200 mila) che è di € 12.892.737 mila sul MGP e sul MA, con un incremento relativo, rispetto al precedente esercizio, del 25%; Tale incremento, tuttavia, è riconducibile, più che alla entrata a regime del M.E., ad un aumento del prezzo medio di acquisto (PUN).

Nella somma totale (di € 22.689.200 mila) sono, inoltre ricompresi € 6.852.247 mila che rappresentano i costi relativi agli acquisti di energia CIP 6 che si incrementano di € 703.274 mila rispetto al precedente esercizio 2005 sia per effetto del costo unitario medio che in ragione dell'onere associato ai contratti differenziali per la cessione dell'energia CIP 6.

La restante parte dei costi operativi relativi agli acquisti di energia, si riferisce agli acquisti operati dall'AU, per € 2.944.216 mila ; acquisti regolati da contratti bilaterali.

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO

La gestione economica per l'esercizio 2006 del Gruppo è sintetizzata nel seguente prospetto:

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO RICLASSIFICATO

Euro mila	2006	2005	Variazioni
<u>Valore della produzione</u>			
Vendite e prestazioni	23.839.182	23.650.049	189.133
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	5.119	(5.119)
Altri ricavi e proventi	94.875	261.671	(166.796)
Totale	23.934.057	23.916.839	17.218
<u>Costi operativi</u>			
Acquisti	22.689.200	22.083.464	605.736
Servizi	1.058.857	776.215	282.642
Canoni proprietari RTN e altri canoni	13.766	768.733	(754.967)
Costo del lavoro	26.818	59.735	(32.917)
Altri costi operativi	118.939	281.001	(162.062)
Totale	23.907.580	23.969.148	(61.568)
MARGINE OPERATIVO LORDO	26.477	(52.309)	78.786
Ammortamenti e svalutazioni	13.181	19.614	(6.433)
Accantonamento per rischi	6.466	37.137	(30.671)
RISULTATO OPERATIVO	6.830	(109.060)	115.890
Proventi finanziari netti	14.534	12.072	2.462
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	21.364	(96.988)	118.352
(Oneri)/Proventi straordinari netti	(543)	132.690	(133.233)
Risultato ante imposte	20.821	35.702	(14.881)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(7.390)	(14.903)	7.513
UTILE DI GRUPPO	13.431	20.799	(7.368)

L'analisi dei dati sopra riassunti, con il loro riferimento al Bilancio consolidato, consente di prendere in considerazione lo stato dei rapporti all'interno del Gruppo quale si vanno delineando in connessione con la posizione di Holding del GSE.

Al riguardo, occorre rilevare che la costituzione del Gruppo presenta delle peculiarità rispetto al modello classico di gruppo societario.

Tale peculiarità si riconnette alla circostanza che le società controllate sono state costituite per legge in base ad una precisa previsione normativa.

Infatti, le società AU e GME, diversamente da quanto avviene normalmente nell'ambito dei Gruppi societari, non risultano essere state istituite sulla base di un'autonoma determinazione da parte della Holding GSE (come per esempio avviene di solito per lo sviluppo di business complementari) bensì sono il risultato di una precisa disposizione legislativa che ne ha disposto la costituzione, precisando altresì missione ed obiettivi di ciascuna società.

Ne è seguito che, attraverso la stessa previsione normativa, il legislatore ha avuto cura di precisare la missione, gli obiettivi di ciascuna società e le modalità di copertura dei costi di funzionamento della capogruppo e delle società controllate.

Tali tipicità si riverberano in tema di autonome strategie e scelte gestionali di ciascuna società, poiché sono il risultato delle indicazioni fornite dal legislatore nonché contenute negli atti di indirizzo dei soggetti istituzionali di riferimento.

A questa connotazione di natura per così dire "genetica", si deve aggiungere il riflesso della normativa di carattere generale che disciplina la riforma del diritto societario.

Detta riforma, ai fini della individuazione di eventuali responsabilità, ha introdotto la presunzione "*juris tantum*" secondo la quale "l'attività di direzione e di coordinamento è esercitata dalla società che è tenuta al consolidamento dei bilanci delle società del gruppo o che ne possiede il controllo azionario" (art. 2497 sexies). Peraltro, già l'art. 43 del D. Lgs 127/1991, in materia di conti annuali e consolidati, poneva espressamente in capo alle società controllate l'obbligo di trasmettere tempestivamente all'impresa controllante le informazioni da questa richieste ai fini della redazione del bilancio consolidato.

Nel complesso, dalle fonti appena richiamate, si delinea in capo agli amministratori della Capogruppo, e quindi anche del GSE, una responsabilità indiretta sull'andamento economico e finanziario delle controllate.

Al riguardo, di recente, lo stesso Ministero dell'Economia e delle Finanze (MAF),

nella sua qualità di azionista unico, ha richiamato l'attenzione degli amministratori del GSE sull'esigenza di perseguire politiche gestionali del Gruppo orientate al miglioramento dell'efficienza ed al contenimento dei costi.

Per detto profilo appaiono conferenti le note che l'Azionista (MEF) ha trasmesso al GSE, nell'ambito delle attività di monitoraggio delle proprie società partecipate, il 21 giugno 2002, il 18 marzo 2003, il 18 giugno 2004 ed ancora da ultimo il 20 luglio 2006.

Un tale sistema, quale si è venuto sopra delineando, comporta che, pur considerando, le peculiarità di ciascuna delle società del gruppo, si affermi come essenziale all'interno dello stesso un coordinamento ed una condivisione delle politiche generali orientate al miglioramento dell'efficienza ed al contenimento dei costi.

Si tratta, in sintesi, pur nel rispetto dell'autonomia delle strategie e delle politiche gestionali delle controllate, di garantire vantaggi reciproci per le società da attuarsi attraverso diversi canali: quali il miglioramento del flusso informativo tra le singoli componenti del gruppo; la garanzia di standards qualitativi omogenei a livello complessivo di aggregato; lo sviluppo di potenziali sinergie.

Lo sviluppo di un tale sistema si è sinora tradotto anche nella stipula dei contratti di servizio, efficace complesso di strumenti gestionali condivisi e formalizzati, a supporto delle determinazioni e delle scelte dei vertici e del "management" di tutto il gruppo.

Tuttavia, mentre sul piano dei contratti di servizio si va registrando una contrazione parallela al decollo delle attività gestionali delle due controllate, si profila problematica la stessa ricerca di un modello condiviso di coordinamento.

La esigenza di una tale intesa è stata avvertita dalla Holding in parallelo con una certa tendenza centrifuga che ha condotto il GME, in risposta ad una nota della capogruppo intesa ad approfondire i temi del coordinamento, a dotarsi di una consulenza esterna intesa a definire l'ambito di autonomia di detta controllata.

A parte questa iniziale mancanza di condivisione, si sta operando, sia pure con tempi lunghi, nella ricerca di un modello condiviso.

In tal senso è stato deciso dal CdA del GSE in data 16 settembre 2006 un intervento che tenesse conto di "un idoneo coordinamento ed un'effettiva condivisione delle strategie e delle relative politiche gestionali di Staff" al fine di assicurare, come è dato leggere nella stessa delibera "vantaggi reciproci tra le

Società in termini di riduzione di costi, di raggiungimento di risultati aziendali ed operativi, di semplificazione delle interazioni fra le varie Direzioni, di rispetto dei tempi e delle scadenze, nonché di garanzia di standards qualitativi”.

Nella condivisione di tali obiettivi, nella stessa seduta, l'organo di amministrazione del GSE, condividendo la proposta dell'A.D. ha deciso di conferire al vice-presidente una delega per tutte le attività, in coordinamento con lo stesso amministratore, per pervenire alla elaborazione di direttive nei confronti delle società controllate.

Precedentemente, il 14 febbraio 2006, lo stesso CdA aveva attribuito all'A.D. i poteri di proporre gli indirizzi strategici della società, nonché le eventuali direttive nei confronti delle aziende partecipate.

Allo stato risulta che con l'ausilio delle funzioni aziendali del GSE, ancora nel novembre 2006 è stato predisposto un primo documento che individuava gli strumenti gestionali ed i flussi informativi volti a favorire una politica unitaria e strategie comuni di Gruppo (soprattutto con riferimento alle aree del personale, Legale, Amministrazione Finanza e Controllo, nonché dei rapporti istituzionali).

Il documento in questione, dopo essere stato discusso dal CdA del GSE in occasione delle riunioni del 14 e 21 dicembre 2006, è stato trasmesso al GME il 23 gennaio 2007 e successivamente all'A.U.

Quale che sarà l'esito finale di tale travaglio, appare conferente, per le prospettive future, un coordinamento tra la direzione Audit del GSE e le componenti Direzioni\Unità delle società controllate.

In particolare, presa contezza della funzione unica svolta dall'Audit del GSE all'interno del gruppo, appare necessario che essa si interfacci con le unità di amministrazione, finanza e controllo delle società controllate al fine di fornire, nel rispetto delle tempistiche previste dalla legge, la necessaria assistenza nella redazione del consolidato.

Nello specifico, al fine della migliore attenzione al modello organizzativo ex D.Lgs 231\2001, facendo seguito alle attività di coordinamento tra gli Organismi di Vigilanza del GSE e delle controllate così come previste nel documento "Principi di riferimento per l'adozione di un modello di organizzazione e gestione ai sensi del Decreto Lvo 21 febbraio 2006 n. 231-Linee Guida" approvato dal CdA in data 21 febbraio 2006 è altresì necessario che la suddetta direzione Audit del GSE e le competenti Direzioni\Unità delle controllate pervengano ad un migliore coordinamento, al fine di fornire ai singoli OV (Organismi di Vigilanza), operanti

presso ciascuna società del Gruppo, la necessaria collaborazione ed assistenza, anche in relazione al grado di attuazione del documento contenete i richiamati "principi" per un modello di organizzazione.

CAP. XI° CONCLUSIONI

Successivamente al 1° novembre 2005, data dalla quale l'originario Gestore della Rete (GRTN S.p.a.) ha provveduto alla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di dispacciamento e di trasmissione, detta società ha mutato la propria denominazione in Gestore del Sistema Elettrico, ulteriormente modificata nel 2006 in Gestore Servizi Elettrici (GSE).

Con ciò venendo a focalizzare la propria gestione, su una parte delle competenze che già la impegnavano precedentemente e che fanno riferimento, quasi esclusivamente, alle fonti rinnovabili.

Si deve evidenziare, per questo aspetto che concerne la riduzione della sfera d'azione del Gestore, che quella che potrebbe apparire una sostanziale limitazione della missione sociale del nuovo soggetto si rivela, di contro, come un impegno di crescente rilievo, suscettibile di ampi sviluppi, se si consideri il contesto che si va delineando nel sistema delle Fonti Rinnovabili (di seguito FER), sia a livello comunitario che a livello nazionale.

Al riguardo, giova evidenziare che i risultati raggiunti dalla UE25, in rapporto alla produzione mondiale di energia elettrica da nuove FER, sono di primaria importanza se si consideri che si è raggiunta una potenza installata a fine 2005 di 61GW, pari ad un terzo del totale mondiale di 180 GW e di quasi tre volte maggiore della potenza installata negli USA.

Un tale primato si riconnette ad un impegno comunitario che risale agli anni '80 con risultati significativi in alcuni Stati membri, in particolare con un livello di potenza elettrica nel settore eolico che ha raggiunto 56GW, rispetto alla quota mondiale di 68 MW registrata nel 2006.

A proposito degli Stati membri dell'Unione, la Germania è risultata avere assunto una posizione di vertice, nella produzione di energia elettrica da impianti eolici, sia a livello europeo che a livello mondiale, in quanto ha raggiunto i 20GW(18,5 nel 2005).

La fonte eolica, peraltro, è quella che ha realizzato il maggior sviluppo in Europa, con diversa intensità nei diversi Stati membri, essendosi giovata della riduzione dei costi ottenuta dalla relativa tecnologia.

Rimanendo nell'ambito del raffronto europeo, è stato rilevato, che la posizione del nostro Paese, nel complesso delle FER, non ha conseguito risultati pari agli sforzi ed agli impegni dichiarati, se si consideri che altri Paesi dell'area comunitaria hanno registrato un balzo nella produzione da FER e si sono maggiormente avvicinati al target della Direttiva 77\2001\CE.

Il particolare che colpisce, nel raffronto con la situazione italiana, concerne la evidenza che tutti gli altri paesi che hanno conseguito risultati migliori, ad eccezione della Germania, hanno investito molto meno, rispetto all'Italia, nella ricerca dedicata alle nuove FER.

Con riferimento al nostro sistema, occorre evidenziare che l'impegno finanziario pubblico, focalizzato sulla spesa per ricerca, così come quello normativo pur ponderoso, non hanno impedito, tuttavia, di definire- "deludenti" i risultati raggiunti dall'Italia, segnatamente in rapporto agli altri Stati dell'Unione.

Nel considerare la specificità di questo dato negativo nazionale, occorre premettere che mentre il fattore costo delle FER è stato ritenuto l'unico elemento determinante per il loro sviluppo, in realtà questo fattore si atteggia solo come componente di un sistema ben più complesso che comprende, accanto agli alti costi, i seguenti fattori negativi di influenza e precisamente:

- le barriere autorizzative, con casi estremi, registrati soprattutto in Italia Francia e Portogallo, per l'eolico;
- le difficoltà di accesso alle reti o perché distanti o perché non adeguatamente potenziate per recepire l'energia immessa da nuove sorgenti;
- ostacoli tecnologici per le scarse potenzialità di sfruttamento naturale di alcune aree.

Sull'opposto piano dei fattori positivi di influenza, si deve segnalare che l'analisi dei casi nazionali ha evidenziato che il successo nelle politiche di sostegno è subordinato al conseguimento dei seguenti fattori positivi:

- stabilità nel lungo periodo delle politiche e dei meccanismi di incentivazione;
- processi autorizzativi relativamente semplici e veloci;
- presenza di industrie nazionali capaci di garantire un sistema di offerta con

costi decrescenti e grande propensione all'innovazione;

- schemi di incentivazione a supporto economicamente convenienti , tali da assicurare il contributo attivo anche del sistema finanziario privato.

Nel complesso si può dedurre che non è il solo dato economico che può consentire uno sviluppo adeguato delle FER nel nostro Paese, ma occorre una serie di politiche di contorno e di sostegno che si inverano attraverso strategie territoriali in grado di favorire l'accettabilità di iniziative a livello periferico e con essa più agevoli autorizzazioni in tale ambito.

Va detto, inoltre, che, a differenza delle centrali idroelettriche, che hanno potuto svilupparsi sulla scorta di indirizzi politici centrali, all'attualità, nel determinare ritardi, il decentramento dei poteri decisionali si somma con la polverizzazione delle FER di nuova generazione.

Infatti l'eolico ed il fotovoltaico producono energia elettrica da impianti che spesso sono di piccola dimensione e che meglio si adattano ad una diffusione capillare presso i consumatori finali, anche di piccole dimensioni.

Questo significa che non si può agire, nel settore delle nuove FER, solo dal centro ma occorre una "capillare" attività di informazione e di orientamento che coinvolga culturalmente, con gli enti locali, la stessa massa dei consumatori, così come occorre disegnare un percorso di formazione di nuovi operatori, tra i quali spiccano quelli competenti in comunicazione, analisi ecoeometriche e ambientali, oltre quelli più specificamente tecnici in grado di realizzare in maniera efficiente e meno costosa gli impianti delle nuove FER.

Questo lascia intravedere l'esigenza di una diffusa azione di servizi focalizzata sull'orientamento, la formazione e l'informazione che, nella sostanza, si profila, oltre ad essere finalmente coerente con la natura privatistica della società, come la nuova frontiera della missione sociale del GSE con importanti ricadute non solo sull'efficacia della sua azione e di quella intera della Holding rivolta al mercato ma, più in generale, con sensibili vantaggi per la comunità nazionale che potrebbe vedere ridursi il "gap" che la separa da Paesi che pure hanno sovente speso meno in ricerca ed in norme.

Il riferimento alla nuova frontiera della missione del GSE, in un'ottica che valga a dare senso alla scelta della forma privatistica che connota l'assetto societario, con funzione di Holding affidata dal legislatore al GSE, induce a tenere conto delle principali problematiche il cui superamento, attraverso l'intermediazione di una

società privata capace di fornire servizi, è essenziale in un'ottica auspicabile di sviluppo delle FER.

La prima e più rilevante problematica concerne il rapporto delle fonti rinnovabili con quelle fossili, pur dopo gli interventi messi in campo negli ultimi cinque anni che hanno riguardato, (limitandosi ai più rilevanti, concernenti l'ammodernamento degli impianti) l'entità dei finanziamenti degli impianti da fonti rinnovabili.

Il risultato può definirsi quasi nullo se si consideri che le fonti fossili sono sempre l'88%, mentre le fonti rinnovabili, pur rimanendo costante il loro valore assoluto, hanno visto contrarsi il loro apporto al fabbisogno totale, passando dal 22% al 17% di produzione elettrica; effetto che si riconnette alla rilevante diminuzione dell'apporto della fonte idroelettrica.

Un altro fronte, rilevatosi in notevole ritardo, concerne la produzione di energia elettrica da biomasse e da biocombustibili, benché una tale produzione potrebbe alleggerire la crisi strisciante del settore agricolo.

Tuttavia, dove le incongruenze del nostro sistema pervengono al paradosso, è nel fotovoltaico se si consideri che abbiamo minori impianti solari della Germania per circa 70 volte meno, nonostante la diversità dei caratteri climatici sia assolutamente a favore del nostro Paese.

A misurare la crisi di questo settore, oltre i dati in controtendenza rispetto a paesi meno favoriti appunto come la Germania, si deve aggiungere, nella ricerca della causa di un tale ritardo, il rilievo di scelte strategiche che denotano carenze di una visione di sistema.

Infatti, una prima scelta concerne la chiusura del centro di ricerca di energia solare di Catania, mentre risultano dismesse tutte le fabbriche di pannelli fotovoltaici e solare termico che, dagli anni ottanta in poi erano sorti nel nostro Paese, con conseguenze non certo favorevoli al mantenimento dei livelli occupazionali dell'intero settore produttivo nazionale.

Passando a considerare il versante delle conoscenze appartenenti anche alle infrastrutture, a parte situazioni limite che hanno influito sulla importazione di energia (vedasi quanto riferito in precedente relazione di questa Corte sui ritardi che hanno caratterizzato la realizzazione della rete di collegamento con la Grecia nel tratto Matera -S. Sofia), difficoltà sono state frapposte alla costruzione di una adeguata rete di trasporto elettrico (si tenga presente che una rete idonea è essenziale allo sviluppo anche delle FER), con forti strozzature tra Calabria,

Basilicata e Campania, mentre la maggior parte degli impianti di produzione autorizzati, in via di costruzione sino al 2001, sono situate proprio a valle di dette strozzature.

Il fenomeno delle diverse sensibilità locali finisce per giustificare l'affollamento di autorizzazioni per nuovi impianti in regioni con potenza installata di gran lungo superiore ai consumi locali, come è avvenuto per il Lazio, la Puglia e la Calabria.

Un altro versante in cui si riscontrano comportamenti contraddittori concerne, nell'ambito delle stesse fonti rinnovabili, la scelta di dare ingresso ad incentivi a favore delle c.d. fonti assimilate.

Al riguardo, si deve segnalare, innanzitutto, la rilevanza di dette fonti assimilate nel contesto dell'acquisto di energia rinnovabile che ha riguardato per l'81% acquisti da impianti alimentati da dette fonti assimilate e solo per il 19% da fonti realmente rinnovabili.

All'evidenza del dato si devono aggiungere le considerazioni correlate alla natura delle suddette fonti assimilate.

Queste fonti trovano la ragione della loro "assimilazione", con benefici riconosciuti ai produttori a carico della finanza pubblica, nella previsione normativa degli artt. 20 e 22 della legge n. 9 del 9 gennaio 1991, a tenore della quale sono considerate tali gli impianti di cogenerazione, quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi ed in impianti; quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi; quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

Il risultato di una tale "assimilazione" assolve solo una funzione di carattere economico in quanto cerca di perseguire una razionalizzazione nei consumi energetici premiando quelle fonti di produzione che riducono i ritardi che il nostro paese registra rispetto ad altri.

Al riguardo, infatti, basterà osservare che le variazioni sul prezzo del petrolio hanno un rapporto 7 a 100 tra noi e la Francia, con l'effetto che ogni aumento del prezzo del petrolio ci penalizza in maniera più rilevante.

Il ricorso alle fonti "assimilate" che si iscrive nel fenomeno di una percentuale rilevante dell'energia impiegata in Italia che per circa l'88% proviene da fonti fossili, apre prospettive allarmanti sul fronte della salvaguardia ambientale e non solo.

Infatti, le fonti "assimilate" contribuiscono all'elevazione delle percentuali di CO₂ che non rappresentano per l'ambiente una scelta di tutela, mentre le considerazioni

di carattere economico che ne sostanziano la "assimilazione", nella consapevolezza che il nostro paese non può permettersi, come pure accade, di pagare l'energia elettrica il doppio degli altri principali paesi europei, perde in prospettiva ogni pur valida motivazione.

Al riguardo, sarà sufficiente considerare quanto queste fonti "assimilate" influiranno, proprio in termini economici, sulle penalità conseguenti al difficile rispetto dei parametri definiti dal protocollo di Kioto, secondo cui ogni "sforamento" nella generazione di CO₂ indurrà la sanzione di pesanti penalità.

Inoltre, non bastasse quanto sin qua riferito, nell'elenco delle problematiche che condizionano il nostro ritardo nel settore energetico, vi è quella della ricerca per nuove tecnologie e per un uso più virtuoso delle fonti primarie, oltre che per l'uso industriale di possibili vettori energetici ambientalmente sostenibili come l'idrogeno. L'assurdo, per questi aspetti connessi alla ricerca, concerne la constatazione che in un tale settore (idrogeno) il nostro Paese è pervenuto ad ottenere risultati prima di altri, salvo a cedere ad altri, per mancanza di una strategia generale e per mancanza di finanziamenti, sia i brevetti che i ricercatori.

Passando ad esaminare le componenti dei ricavi derivanti dal mercato, occorre dire che il sistema sta registrando una anomalia che, in diretta connessione con il mancato adeguamento della componente tariffaria A3 da parte della AEEG, si riverbera sulla liquidità del GSE, producendo il conseguente indebitamento.

Infatti, nell'esercizio 2006 come fenomeno di maggior rilievo prosegue l'effetto della delibera 79\2006 in forza della quale l'AEEG ha deliberato di ritenere l'ammontare dell'avviamento, derivante dalla cessione del ramo d'azienda a Terna come riferibile ad un miglioramento di efficienza e come tale deducibile dagli oneri di sistema.

Sebbene sia già intervenuta sentenza di censura del TAR, in forza dell'appello promosso dall'AEEG al Consiglio di Stato, la somma dell'avviamento (circa 135 milioni di euro) è stata considerata dall'amministrazione del GSE prudenzialmente indisponibile

In tal modo questo accantonamento atteggiandosi come una concausa dell'indebitamento verso le banche, connesso all'apertura di linee di credito la cui copertura si è resa necessaria per far fronte al disavanzo finanziario generato anche dall'insufficiente adeguamento della componente tariffaria A3.

Infatti, nel corso di detto esercizio, la citata componente tariffaria A3 è risultata

inadeguata rispetto alle uscite relative ai pagamenti delle forniture di energia CIP6, nonché di altre prestazioni pur effettuate dal GSE.

A questo dato si deve aggiungere quello concernente i crediti del GSE verso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico (CCSE) che registrano un incremento di 647.435.126 Euro rispetto al 2005.

Infatti, mentre nell'esercizio 2005 detta voce risultava iscritta in Bilancio per 859.594.707 mila euro, nell'esercizio 2006 la stessa è lievitata a 1.507.029.833 mila euro.

Un tale importo costituisce il credito esistente verso la CCSE a titolo di contributi di competenza dovuti al GSE per l'acquisto di energia CIP6, come previsto dalla delibera AEEG 20\2001 e successive modifiche ed integrazioni.

Alla determinazione di detto credito complessivo concorrono anche le somme dovute per la gestione intesa allo sviluppo della produzione di energia fotovoltaica (delibera AEEG 188\2005).

L'incremento registrato rispetto al 2005 trova, comunque, la sua genesi nell'aumento dei costi per l'acquisto dell'energia CIP6 di competenza del 2006, non coperto dai ricavi relativi alla vendita.

Tutte queste situazioni di indisponibilità di una adeguata liquidità finanziaria, cui ha contribuito da ultimo anche l'incremento del credito verso la CCSE, sono state fronteggiate con un assorbimento delle risorse disponibili alla fine del 2005 e con l'accensione di debiti verso istituti di credito nel corso del 2006.

Detti debiti verso le Banche al 31/12/2006 ammontano a 535 milioni di Euro di cui:

- a breve 522 milioni di Euro;
- per finanziamenti a medio e lungo termine 13 milioni di Euro.

In concorso con detto aspetto critico, si riflette negativamente sulle risultanze di Bilancio anche l'onere connesso ai così detti corrispettivi di sbilanciamento il cui ammontare è stato nell'esercizio di circa 76 milioni di Euro, perpetuando una situazione di inefficienza del sistema ereditata dal passato ed a cui la nuova gestione sta ovviando

Al riguardo, appare conferente chiarire, al fine di definire questo meccanismo dello sbilanciamento, che l'energia offerta ogni giorno sul MGP dal GSE corrisponde al programma orario di produzione degli impianti CIP6 per il giorno successivo.

La differenza per ciascuna ora, tra la quantità programmata e quella effettivamente immessa in rete dagli impianti determina uno sbilanciamento che deve essere

regolato nei rapporti con Terna, che è la società responsabile delle attività di trasmissione e di dispacciamento.

Accade così che se, per fare fronte allo scostamento dell'impianto CIP6, Terna deve attivare risorse di dispacciamento, l'effetto è che i corrispettivi di dispacciamento diventano penalizzanti (per i soli impianti CIP 6 programmabili) in misura proporzionale ai maggiori costi sostenuti da Terna.

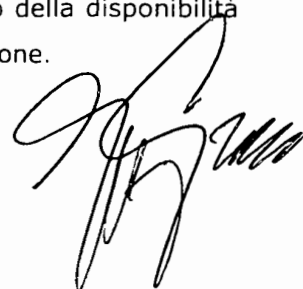
In una tale situazione, tenuto conto che per gli esercizi 2005 e 2006, l'ammontare delle penalizzazioni dovute agli sbilanciamenti hanno toccato livelli di rilievo (nel 2005 Euro 72 milioni; nel 2006 Euro 76 milioni di euro), ha assunto una sua rilevanza l'attività di programmazione della produzione degli impianti CIP 6, attivata dalla nuova gestione GSE nell'ottica di ridurre i suddetti oneri ed il conseguente impatto sulla componente A3.

L'attività di programmazione suddetta è stata storicamente svolta nell'ambito dell'attività di dispacciamento, con la conseguenza che a seguito del suo trasferimento, avvenuto per effetto della cessione a Terna, il GSE è divenuto il responsabile per conto dei 450 impianti CIP6 della programmazione della produzione nonché della regolazione, con il nuovo di spacciatore (Terna) della programmazione della produzione nonché della regolazione con il menzionato di spacciatore, degli sbilanciamenti tra produzione effettiva e produzione programmata.

Pertanto, nei termini previsti dalle relative convenzioni CIP6, i titolari degli impianti sono tenuti a comunicare al GSE le informazioni utili per la programmazione della produzione degli impianti stessi o le eventuali riduzioni di disponibilità della capacità di produzione.

Tuttavia, a fronte degli oneri finanziari che vengono accollati al GSE in caso di programmazione inesatta, la normativa vigente non consente al GSE di ribaltare sui produttori gli eventuali maggiori oneri di sbilanciamento, conseguenti ad un mancato rispetto del programma di produzione pur indicato da detti produttori.

L'assenza di sanzioni o di accollo finanziario (a carico dei veri responsabili che sono i produttori) delle conseguenze derivanti da un tale errore di programmazione indotto dal comportamento di detti soggetti determina una scarsa propensione degli stessi a rispettare fedelmente il programma di produzione, avendo essi di mira solo il rispetto dei propri interessi economici alla vendita di energia o della disponibilità di vapore per i processi industriali annessi agli impianti di produzione.



GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI (G.S.E.)

BILANCIO D'ESERCIZIO 2006



Varese Ligure (La Spezia) • Parco eolico Valico della Cappelletta

INDICE

	Organi societari del GSE S.p.A. Poteri degli organi societari del GSE S.p.A. Management del GSE S.p.A. Assemblea
BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2006	
	Relazione sulla gestione del Gruppo Struttura Dati di sintesi Attività esercizio 2006: – Gestore dei Servizi Elettrici – Acquirente Unico – Gestore del Mercato Elettrico Investimenti Ricerca e Sviluppo Risorse Umane Controllo Interno Altre informazioni Risultati economico-finanziari del Gruppo Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio Evoluzione prevedibile della gestione
	Schemi bilancio consolidato Stato patrimoniale Conto economico
	Nota Integrativa Struttura e contenuto del bilancio Criteri di valutazione Stato patrimoniale – Attivo Stato patrimoniale – Patrimonio netto e Passivo Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale Conto economico
	Relazione del Collegio Sindacale
	Relazione della Società di Revisione

BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31 DICEMBRE 2006**Relazione sulla gestione del GSE S.p.A.**

Dati di sintesi

Risultati economico-finanziari del GSE S.p.A.

Investimenti

Rapporti con le controllate

Schemi bilancio di esercizio

Stato patrimoniale

Conto economico

Nota Integrativa

Struttura e contenuto del bilancio

Criteri di valutazione

Stato patrimoniale – Attivo

Stato patrimoniale – Patrimonio netto e Passivo

Impegni e rischi non risultanti dallo

Stato patrimoniale

Conto economico

Relazione del Collegio Sindacale**Relazione della Società di Revisione****Glossario**

ORGANI SOCIETARI DEL GSE SPA

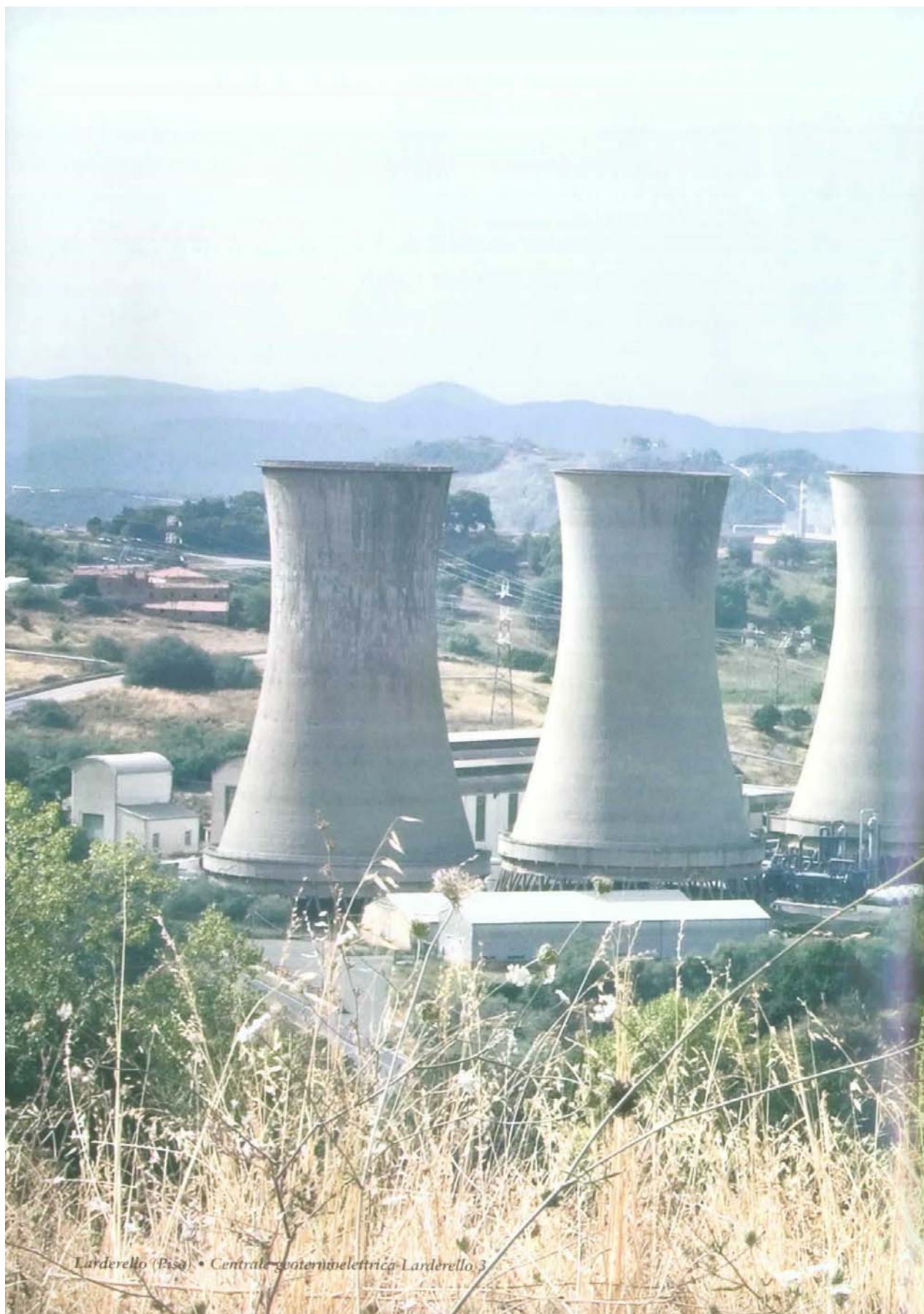
CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	
Presidente	Carlo Andrea Bollino
Vice Presidente	Massimo Masini
Amministratore Delegato	Nando Pasquali
Consiglieri	Stefano Bertollini Vittorio Corsini Luca Di Carlo Francesco Parlato
Segretario del Consiglio	Marco Bonacina
COLLEGIO SINDACALE	
Presidente	Francesco Massicci
Sindaci effettivi	Silvano Montaldo Nicandro Mancini
CORTE DEI CONTI	
Magistrato Delegato	Giuseppe Grasso
SOCIETÀ DI REVISIONE	
Deloitte & Touche S.p.A.	



Yolturino (Foggia) • Parco eolico

POTERI DEGLI ORGANI SOCIETARI DEL GSE SPA

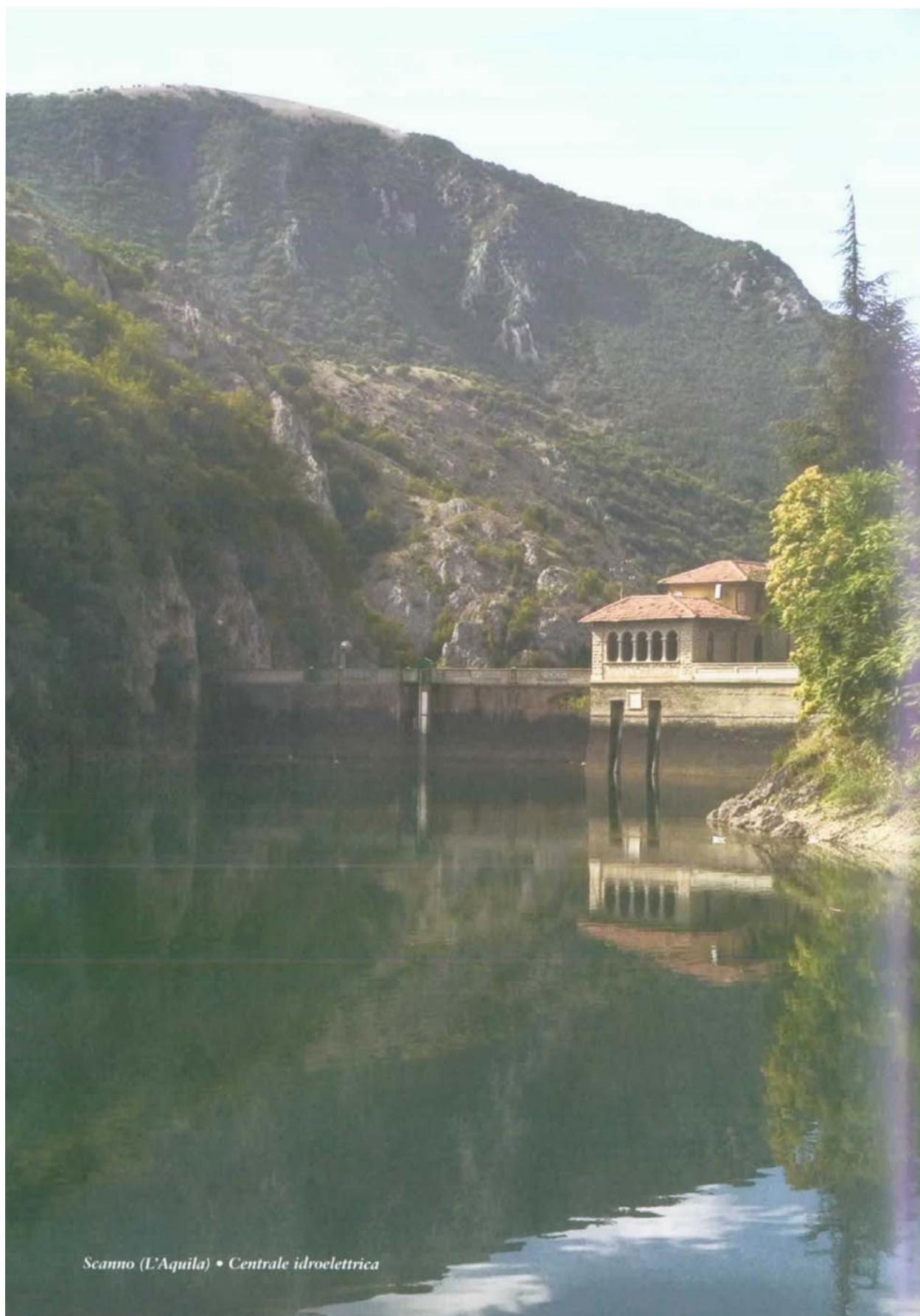
Consiglio di Amministrazione	La gestione dell'impresa spetta esclusivamente agli amministratori i quali compiono le operazioni necessarie per l'attuazione dell'oggetto sociale.
Presidente del Consiglio di Amministrazione	Il Presidente ha, per Statuto, i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale; presiede l'Assemblea; convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione, fissandone l'ordine del giorno; verifica l'attuazione delle Deliberazioni del Consiglio stesso. Il Consiglio di Amministrazione, con Deliberazione consiliare del 14 febbraio 2006 che ha confermato la Deliberazione del 21 ottobre 2003, ha attribuito al Presidente, mantenendo al riguardo gli opportuni contatti con l'Amministratore Delegato, i compiti relativi alle seguenti materie: comunicazione e immagine, relazioni internazionali, studi nel settore energetico. Il Presidente riferisce, almeno trimestralmente, al Consiglio di Amministrazione sulle materie a lui riservate in ordine alle attività svolte a tale riguardo e sui relativi atti di spesa.
Vice Presidente del Consiglio di Amministrazione	Il Vice Presidente, in caso di assenza o impedimento del Presidente ha, per Statuto, la rappresentanza legale della Società e la firma sociale. La firma del Vice Presidente fa fede di fronte ai terzi dell'assenza e/o dell'impedimento del Presidente. Al Vice Presidente, inoltre, è conferita, giusta Deliberazione consiliare del 19 settembre 2006, una delega, in coordinamento con l'Amministratore Delegato, per tutte le attività relative all'elaborazione di direttive nei confronti delle società partecipate, da proporre al Consiglio di Amministrazione.
Amministratore Delegato	L'Amministratore Delegato, oltre ai poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale previsti per Statuto, è investito, giusta Deliberazione consiliare del 14 febbraio 2006 che ha confermato le Deliberazioni del 4 luglio 2003 e del 21 ottobre 2003, di tutti i poteri di gestione per l'amministrazione della Società, ad eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto sociale o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi delle medesime Deliberazioni. L'Amministratore Delegato cura che l'assetto organizzativo e contabile sia adeguato alla natura e alle dimensioni dell'impresa e riferisce al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale, almeno ogni tre mesi, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggior rilievo per le loro dimensioni o caratteristiche effettuate dalla Società e dalle controllate.



Larderello (Pisa) • Centrale geotermoelettrica Larderello, 3

MANAGEMENT DEL GSE SPA

DIREZIONE AMMINISTRAZIONE, FINANZA E CONTROLLO
Giorgio Anserini
DIREZIONE LEGALE E ACQUISTI
Marco Bonacina
DIREZIONE OPERATIVA
Gerardo Montanino
DIREZIONE PERSONALE, ORGANIZZAZIONE E SERVIZI
Vinicio Mosè Vigilante
DIREZIONE RELAZIONI ISTITUZIONALI E COMUNICAZIONE
Fabrizio Tomada
DIREZIONE SISTEMI
Erasmus Bitetti
AUDIT
Antonio Tomassi



Scanno (L'Aquila) • Centrale idroelettrica

ASSEMBLEA

L'assemblea degli Azionisti

- esaminato il bilancio d'esercizio ed il bilancio consolidato al 31 dicembre 2006 nonchè la relazione degli Amministratori sulla gestione;
- viste le relazioni del Collegio Sindacale;
- viste le relazioni della Società di Revisione;

delibera di

- approvare la relazione degli Amministratori sull'andamento della gestione;
- approvare il bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2006 nel suo insieme e nelle singole appostazioni;
- destinare l'utile dell'esercizio pari a Euro 8.016.417,26 come segue:
 - Euro 400.820,86 a riserva legale;
 - Euro 2.615.596,40 a riserva straordinaria;
 - Euro 5.000.000,00 a dividendo all'Unico azionista.

All'assemblea inoltre è stato presentato il bilancio consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2006.

Roma, 19 giugno 2007



**Bilancio consolidato
al 31 dicembre 2006**

PAGINA BIANCA

RELAZIONE
DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PAGINA BIANCA

STRUTTURA DEL GRUPPO GSE

GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI – GSE S.P.A.

Il Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.a. (“GSE”) promuove lo sviluppo della produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate attraverso l'erogazione di incentivi.

ACQUIRENTE UNICO S.P.A.

L'Acquirente Unico (“AU”) assicura ai clienti vincolati la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, in modo da far usufruire a tali consumatori dei benefici connessi alla liberalizzazione del settore.

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO S.P.A.

Il Gestore del Mercato Elettrico (“GME”) è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, al fine di permettere la concorrenza tra produttori.

GRUPPO GSE



DATI DI SINTESI — GRUPPO GSE ⁽¹⁾

	2006	2005	2004
Dati Economici (Euro milioni)			
Valore della produzione	23.934,0	23.916,8	16.373,6
Margine operativo lordo (2)	26,4	(52,3)	77,8
Risultato operativo (2)	6,8	(109,0)	23,5
Utile netto di Gruppo	13,4	20,8	21,1
Dati Patrimoniali (Euro milioni)			
Immobilizzazioni nette	43,5	42,5	114,4
Capitale circolante netto	366,4	(570,0)	(288,5)
Fondi diversi	(81,9)	(80,7)	(63,0)
Patrimonio netto	122,4	113,6	103,0
Debiti finanziari netti/(Disponibilità finanziarie nette)	205,6	(721,8)	(340,1)
Dati operativi			
Investimenti (Euro milioni)	5,5	31,5	29,6
Consistenza media del personale (n.)	364	801	855
Consistenza del personale al 31 dicembre (n.)	369	329	873

(1) Si segnala che ai fini di un confronto dei valori del triennio 2004-2006 occorre tenere in considerazione le variazioni del perimetro di attività che hanno coinvolto il gruppo GSE nel corso del periodo oggetto di esame.

(2) Il valore negativo relativo all'anno 2005 sconta gli effetti dell'applicazione della Delibera AEEG 79/06 del 12 aprile 2006.

ATTIVITÀ ESERCIZIO 2006

GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI

Il GSE ha un ruolo centrale nell'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia. Le attività del GSE, nell'esercizio 2006, si sono concentrate sulla gestione dei flussi economici legati alla produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate.

In tale contesto il GSE svolge molteplici compiti, in particolare:

- ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate ("CIP 6");
- emette i Certificati Verdi ("CV"), li colloca sul mercato e verifica il rispetto dei relativi obblighi da parte di produttori e importatori;
- gestisce, in qualità di soggetto attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici;
- qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili ("IAFR");
- rilascia la Garanzia d'Origine ("GO") dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili;
- qualifica gli impianti di produzione in cogenerazione;
- partecipa, in ambito internazionale, alla piattaforma di scambio dei certificati da fonti rinnovabili, Renewable Energy Certificate System ("RECS").

ENERGIA CIP 6

L'attività più rilevante del GSE, nell'esercizio 2006, è stata la compravendita dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione a fonti rinnovabili e assimilate che gode del sistema di remunerazione incentivata stabilito dal provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi del 29 aprile 1992 (CIP 6).

ACQUISTO ENERGIA

Nel 2006 il GSE ha ritirato dai produttori CIP 6 un volume di energia pari a circa 49,0 TWh, circa 2,3 TWh in meno rispetto al 2005. Tale effetto è stato determinato dalla progressiva scadenza delle convenzioni che ha determinato una riduzione della potenza convenzionata pari a 399 MW. Le convenzioni infatti sono passate da 504, con una potenza contrattualizzata pari a MW 8.572 nel 2005, a 450, con una potenza contrattualizzata pari a MW 8.173 nel 2006.

Complessivamente la fonte di acquisto è stata per l'81% da impianti alimentati da fonti assimilate (1) e 19% da impianti alimentati a fonti rinnovabili.

Si riporta nella tabella che segue il confronto dell'energia acquistata per tipologia di impianto per l'anno 2006 rispetto all'anno 2005.

Acquisto di energia ex art. 3, comma 12, D.Lgs. 79/99 per tipologia di impianto

Euro milioni	2006	2005	Variazioni
	TWh	TWh	TWh
Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia	17,5	17,2	0,3
Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi	22,2	24,2	-2,0
Fonti Assimilate	39,7	41,4	-1,7
Impianti idroelettrici	1,5	1,7	-0,2
Impianti geotermici	1,4	1,8	-0,4
Impianti eolici	1,1	1,2	-0,1
Impianti alimentati a biomasse, biogas e rifiuti	5,3	5,2	0,1
Fonti Rinnovabili	9,3	9,9	-0,6
Totale	49,0	51,3	-2,3

(1) Sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate di cui agli artt. 20 e 22 della Legge n. 9 del 9 gennaio 1991: quelli in cogenerazione; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi e impianti; quelli che usano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

Il prezzo medio unitario di ritiro dell'energia è stato nel 2006 pari a 113,98 Euro/MWh (96,63 Euro/MWh nel 2005) per un costo dell'anno pari a Euro 5.585 milioni; a tale costo vanno aggiunti gli effetti derivanti dall'aggiornamento dei corrispettivi 2006 per il quale si attendono oneri per ulteriori Euro 601 milioni legati all'incremento del costo evitato di combustibile.

VENDITA ENERGIA

Nel 2006 il GSE, con le modalità previste dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico ("MSE") del 5 dicembre 2005, ha provveduto a collocare sulla borsa elettrica l'energia ritirata dai produttori CIP 6 presentando giornalmente nel Mercato del Giorno Prima ("MGP") offerte di vendita determinate sulla base del programma orario di produzione degli impianti.

Per l'esercizio 2006 il GSE ha collocato sul mercato elettrico un volume di energia CIP 6 pari a 48,4 TWh per un controvalore di Euro 3.740 milioni.

La differenza tra l'energia acquistata dal GSE e quella collocata sul mercato a programma viene valorizzata nell'ambito della partita dei corrispettivi di sbilanciamento. Nel 2006 il GSE ha complessivamente sostenuto oneri di sbilanciamento e dispacciamento per un totale di Euro 76 milioni.

CONTRATTI DIFFERENZIALI E GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

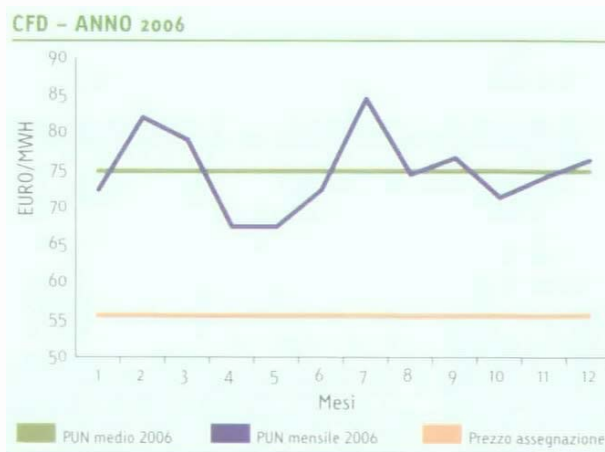
GSE, così come previsto dal decreto MSE del 5 dicembre 2005 per l'assegnazione dell'energia CIP 6 per l'anno 2006, ha stipulato dei contratti differenziali che permettono tra l'altro di stabilizzare il prezzo di vendita sul mercato dell'energia CIP 6, con le seguenti modalità:

- la capacità assegnabile di anno in anno è stata definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevedeva di acquisire (5.600 MW);

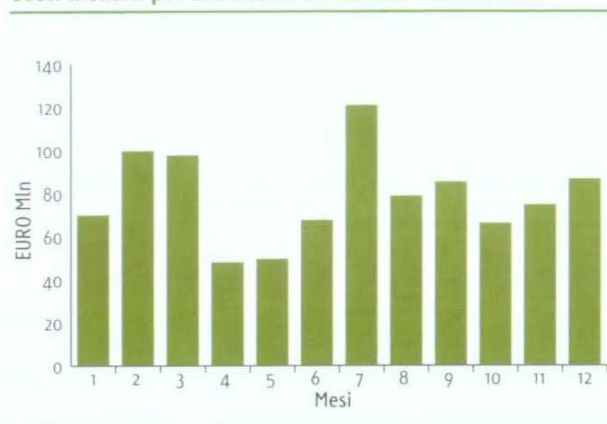
- la capacità è stata assegnata per il 40% all'AU per la fornitura al mercato vincolato (2.240 MW) e per il 60% ai clienti idonei del mercato libero (3.360 MW), così come risultante dall'assegnazione pubblicata sul sito del GSE in data 23 dicembre 2005;
- se il prezzo che si è formato nel mercato è superiore [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal [riconosce al] GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata;
- gli assegnatari si sono impegnati ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP 6 è stato fissato pari a 55,5 Euro/MWh per tutto l'anno 2006.

Gli assegnatari dei diritti associati all'energia CIP 6 hanno ricevuto mensilmente dal GSE il differenziale tra il prezzo unico nazionale ("PUN") e il prezzo di assegnazione per un ammontare complessivo netto, nel 2006, pari a Euro 944 milioni.

Si riporta di seguito l'andamento mensile del prezzo di mercato e i corrispondenti importi associati alla regolazione del contratto per differenza:



Costi mensili per CFD sostenuti da GSE – ANNO 2006



Ai sensi dell'articolo 5 del decreto del MSE del 5 dicembre 2005, al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dalla società, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("AEEG") include negli oneri di sistema (previsti dall'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99) i costi e i ricavi del GSE derivanti dall'assegnazione dei diritti CIP 6. In virtù di tali disposizioni normative, il rischio di prezzo non rappresenta di fatto un rischio economico per il GSE, in quanto eventuali variazioni dei prezzi di vendita in borsa dell'energia CIP 6 si rifletterebbero sulla componente tariffaria A3 che alimenta il Conto per nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate.

Si segnala che GSE, così come previsto dal decreto MSE del 14 dicembre 2006 per l'assegnazione dell'energia CIP 6 per l'anno 2007, ha stipulato dei contratti differenziali che permettono tra l'altro di stabilizzare il prezzo di vendita sul mercato dell'energia CIP 6, con le seguenti modalità:

- la capacità assegnabile di anno in anno è stata definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevedeva di acquisire (5.400 MW);
- la capacità è stata assegnata per il 35% all'AU per la fornitura al mercato vincolato (pari a 1.890 MW) e per il 65% ai clienti idonei del mercato libero (pari a 3.510 MW), così come risultante dall'assegnazione pubblicata sul sito del GSE in data 22 dicembre 2006;
- se il prezzo che si è formato nel mercato è superiore [inferiore] al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal [riconosce al] GSE il differenziale di prezzo per

la quantità di energia assegnata;

- gli assegnatari si sono impegnati ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia oraria assegnata;
- è stato definito dal decreto del MSE 14 dicembre 2006 un prezzo di assegnazione dell'energia CIP 6 pari a 64,0 Euro/MWh per il primo trimestre 2007, rimandando alle modalità indicate dall'AEEG l'adeguamento per gli altri trimestri dell'anno (tali criteri sono stati successivamente indicati dalla Delibera 82/07).

COMPONENTE A3

Il disavanzo economico risultante dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per l'acquisto dell'energia dai produttori CIP 6 (inclusi i costi relativi agli sbilanciamenti ed ai contratti per differenza) e per l'erogazione dei contributi per l'incentivazione del fotovoltaico da un lato e i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia CIP 6 sul mercato e dalla vendita dei CV di titolarità del GSE dall'altro, viene coperto ai sensi dell'articolo 3, comma 13 del D.Lgs. 79/99 dal gettito derivante dalla componente tariffaria A3. Per l'anno 2006 il disavanzo totale comprensivo anche di partite di anni precedenti da coprire attraverso la componente A3, ammonta a Euro 3.492 milioni, tenendo in considerazione l'aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia CIP 6 per l'anno 2006 pubblicato dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ("CCSE") il 30 aprile 2007 sul proprio sito.

CERTIFICATI VERDI

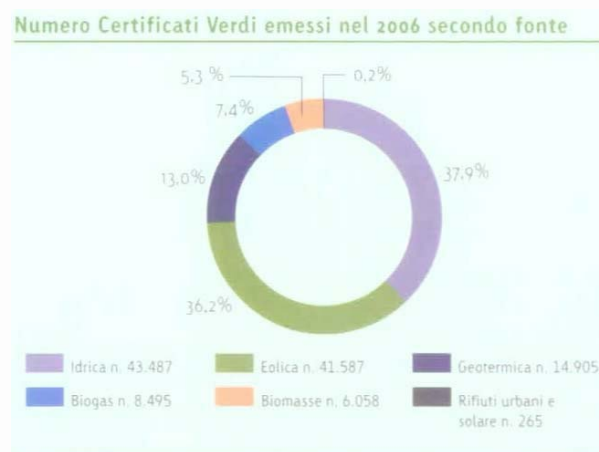
La produzione di energia da fonti rinnovabili, oltre al meccanismo CIP 6, viene promossa con il sistema dei CV che si basa sull'obbligo, per produttori e importatori di energia, di immettere, ogni anno nel sistema elettrico nazionale, energia prodotta da fonti rinnovabili per un volume pari ad una quota dell'energia non rinnovabile prodotta (al netto della cogenerazione) o importata nell'anno precedente. In particolare, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, i soggetti obbligati devono presentare a GSE un numero di CV determinato in proporzione al volume di energia rinnovabile corrispondente.

Con riferimento alla disciplina dei CV, GSE svolge le seguenti attività:

- verifica l'attendibilità dei dati, forniti dai produttori e dagli importatori mediante autocertificazione, dell'energia prodotta da fonte non rinnovabile (soggetta all'obbligo di immissione di energia rinnovabile nel sistema elettrico);
- valuta la produzione di energia elettrica con cogenerazione, ovvero la produzione combinata di energia elettrica e calore, sulla base dei criteri definiti nella Delibera AEEG 42/02, esclusa dall'obbligo di immissione di energia rinnovabile nel sistema elettrico;
- qualifica gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) entrati in servizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento, rifacimento e riattivazione in data successiva al 1° aprile 1999;
- emette i CV a favore degli impianti qualificati, uno per ogni 50 MWh di produzione annuale netta;
- valida le transazioni di compravendita di CV tra operatori e valida l'annullamento dei CV ai fini della verifica dell'adempimento all'obbligo.

GSE ha provveduto ad emettere 114.797 CV corrispondenti a 5,7 TWh di nuova energia prodotta da fonti rinnovabili a seguito dell'invio da parte dei produttori qualificati della certificazione inerente l'energia prodotta nel 2006.

Nel grafico che segue vengono evidenziati il numero dei CV relativi all'energia prodotta da fonti rinnovabili nel 2006 secondo la fonte:



Nell'anno 2006, per la prima volta da quando è operativo il meccanismo dei CV, i certificati riconosciuti ai produttori qualificati sono stati superiori rispetto alla quantità necessaria ai soggetti obbligati per la copertura dell'obbligo 2005 pari a 4,3 TWh. Nonostante l'eccesso di offerta il GSE ha venduto nel corso del 2006, 641 CV nella propria titolarità (certificati associati agli impianti CIP 6 a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1° aprile 1999) per un controvalore di Euro 3,5 milioni.

Nel mese di novembre 2006 GSE ha determinato il prezzo di riferimento per il mercato dei CV per l'anno 2006 (125,28 Euro/MWh) quale differenza tra il costo medio di ritiro dell'energia CIP 6 prodotta da impianti a fonti rinnovabili incentivate (calcolato ai prezzi di acconto 2005) e il ricavo medio di vendita della stessa energia.

QUALIFICAZIONE IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI (IAFR)

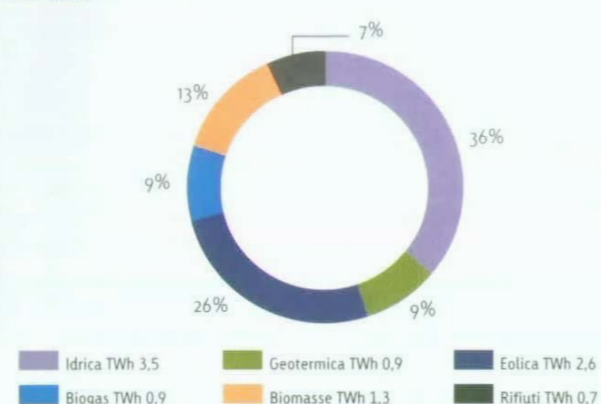
Nell'anno 2006 l'attività di qualifica operata da GSE ha comportato l'analisi di 427 domande di riconoscimento, di cui 357 (pari al 83,6%) sono state qualificate IAFR. Tali domande si riferiscono a:

- 135 impianti in esercizio per una producibilità annua pari a 0,8 TWh;
- 222 progetti per una producibilità annua pari a 5,7 TWh.

Nella tabella di seguito riportata si evidenzia la producibilità annua degli impianti qualificati IAFR suddivisi per fonte al 31/12/2006:

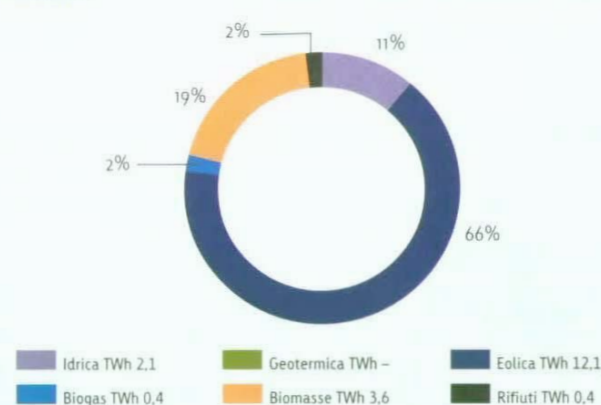
Impianti da fonti rinnovabili qualificati al 31/12/2006

ESERCIZIO



Impianti da fonti rinnovabili qualificati al 31/12/2006

PROGETTO



COGENERAZIONE

Il D.Lgs. 79/99 ha dato mandato all'AEEG di definire le condizioni in presenza delle quali la produzione combinata di energia elettrica e calore può definirsi cogenerazione e godere, quindi, dei relativi benefici di legge. L'AEEG ha emanato, il 19 marzo 2002, la Delibera 42/02, per effetto della quale un impianto è definito di cogenerazione quando alcune grandezze

caratteristiche del proprio funzionamento, quali il suo Indice di Risparmio di Energia (IRE) ed il suo Limite Termico (LT), sono superiori a determinate soglie fissate nella medesima Delibera.

I principali benefici che la legislazione attuale riconosce alla cogenerazione sono:

- esenzione dall'obbligo di acquisto di CV;
- diritto all'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, dopo quella prodotta da fonti rinnovabili;
- prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta in cogenerazione da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;
- diritto al rilascio di CV (per i soli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento) anche se solo per un periodo transitorio;
- qualifica di cliente idoneo sul mercato del gas naturale (per la sola quota di gas utilizzata in cogenerazione);
- possibile ottenimento di "titoli di efficienza energetica" commerciabili.

L'AEEG, sempre nella Delibera 42/02, ha stabilito inoltre che i produttori, che intendano avvalersi dei benefici sopra elencati, dichiarino ogni anno al GSE le quantità di energia elettrica e calore prodotte durante l'anno solare precedente e la quantità di energia primaria (combustibile) consumata per produrle. Le dichiarazioni devono essere accompagnate da informazioni tecniche riguardanti l'impianto, quali: schema di funzionamento, taglie del macchinario, metodi di misura impiegati ed altre ancora. Sulla base di tutti questi dati, il GSE verifica che, per l'anno considerato, gli indici IRE e LT siano maggiori delle rispettive soglie minime.

Il 31 dicembre 2006 è scaduto il termine per l'invio al GSE delle richieste di riconoscimento di produzione in cogenerazione relative alla produzione 2005. Sono pervenute richieste per 374 sezioni di impianto (94 in più rispetto all'anno precedente): di queste, 338 hanno ottenuto il riconoscimento di cogenerazione.

Nel 2005 sono stati prodotti in cogenerazione circa 39 TWh elettrici e 39 TWh termici, consumando combustibile per complessivi 110 TWh. Si sono quindi risparmiati, grazie alla cogenerazione, circa 44 TWh. La potenza installata totale ammonta a circa 7.700 MW.

Rispetto agli anni precedenti, si può prevedere un incremento generale della potenza installata e delle energie (elettrica e termica) prodotte. È probabile che l'incremento riguardi, principalmente, gli impianti di piccola cogenerazione (potenza inferiore ad 1 MW) e quelli di microcogenerazione (potenza minore di 50 kW).

FOTOVOLTAICO

QUADRO NORMATIVO

In attuazione dell'art. 7 del D.Lgs. 387/03 l'MSE di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ("MATT"), ha emanato il DM 28/07/2005 con il quale sono stati definiti i criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 1.000 kW collegati alla rete elettrica, entrati in esercizio a seguito di nuova costruzione, potenziamento (impianti esistenti da almeno 2 anni), o rifacimento totale (impianti esistenti da almeno 20 anni) successivamente al 30 settembre 2005.

Il 14 settembre 2005, l'AEEG con la Delibera 188/05 ha stabilito le modalità di presentazione delle richieste di incentivazione e ha individuato GSE (allora GRTN) quale soggetto attuatore per la valutazione delle richieste di incentivazione e la concessione delle tariffe incentivanti. Tale delibera ha inoltre previsto che fossero indicati, con un successivo provvedimento dell'AEEG, le modalità e i criteri secondo cui riconoscere i costi sostenuti dal GSE, stabiliti poi con la Delibera AEEG 97/07.

Il meccanismo di incentivazione ha quindi avuto avvio il 19 settembre 2005. Tale meccanismo è in

conto energia e consiste nell'erogazione di un corrispettivo commisurato all'elettricità prodotta dagli impianti fotovoltaici, sulla base di tariffe che variano a seconda della potenza degli impianti. Per le domande accettate nel 2005 e nel 2006, le tariffe - riconosciute per un periodo di 20 anni - sono fisse nel corso del periodo di incentivazione, mentre sono previste riduzioni di tariffa per le domande accettate a partire dal 2007. Le risorse per il riconoscimento delle tariffe incentivanti trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3.

Nel solo periodo di operatività relativo all'esercizio 2005 (19 settembre - 31 dicembre), le domande presentate hanno sfiorato le 12.000 unità, per una potenza totale di oltre 345 MW, superiore al valore limite di 100 MW di potenza cumulata incentivabile prevista dal DM 28/07/2005.

Il 6 febbraio 2006 l'MSE ha emesso un nuovo decreto, entrato in vigore il 16 febbraio, con il quale ha elevato a 500 MW la potenza nominale cumulata incentivabile, introducendo, però, anche un limite annuale di 85 MW di potenza massima incentivabile a partire dal 2006 fino al 2012. In particolare, il nuovo decreto ha sancito una sanatoria nei confronti delle domande presentate nel 2005 e non ammesse ai benefici delle tariffe incentivanti per esaurimento del limite di potenza cumulata di 100 MW. Inoltre, sono state introdotte modifiche al precedente decreto, alcune delle quali con validità retroattiva e, pertanto, applicate anche alle domande presentate nel 2005. A seguire, anche l'AEEG ha emanato sia la Delibera 40/06 per adeguare le modalità d'erogazione delle tariffe incentivanti al nuovo decreto MSE, che la Delibera 28/06 che disciplina lo scambio sul posto dell'energia (noto come "net metering"), estendendolo a tutti gli impianti a fonte rinnovabile con potenza fino a 20 kW, inclusi quelli fotovoltaici.

Nell'estate 2006 GSE ha comunicato attraverso la pubblicazione sul proprio sito internet il raggiungi-

mento del nuovo limite stabilito dal DM 06/02/2006 ed ha bloccato la possibilità di nuove richieste d'accesso agli incentivi per le restanti scadenze del 2006. Per superare la fase di stallo, determinatasi col raggiungimento della potenza annuale incentivabile, l'MSE già agli inizi dell'autunno 2006, aveva annunciato l'emanazione di un nuovo decreto, che è entrato in vigore il 24 febbraio 2007 (DM 19/02/2007).

RUOLO DEL GSE NEL SISTEMA D'INCENTIVAZIONE

Le attività che il GSE svolge – quale soggetto attuatore per l'incentivazione al fotovoltaico – sono, in sintesi, le seguenti:

Esame delle domande e comunicazione degli esiti

- esame delle domande di ammissione all'incentivazione presentate;
- comunicazione degli esiti delle valutazioni.

Monitoraggio realizzazione impianti

- monitoraggio degli obblighi in capo al soggetto responsabile a partire dalla comunicazione d'inizio lavori fino all'entrata in esercizio dell'impianto.

Stipula delle convenzioni ed erogazione incentivi

- stipula delle convenzioni;
- erogazione degli incentivi ventennali;
- verifiche degli impianti in esercizio.

Esame delle domande e comunicazione degli esiti

Per lo svolgimento delle attività di verifica dell'ammissibilità delle domande presentate al GSE per incentivazione degli impianti fotovoltaici, è stata nominata un'apposita commissione. Alla fine della fase istruttoria, le domande ammesse agli incentivi sono state organizzate in due distinte graduatorie: per impianti fino a 50 kW e per impianti superiori a 50 kW.

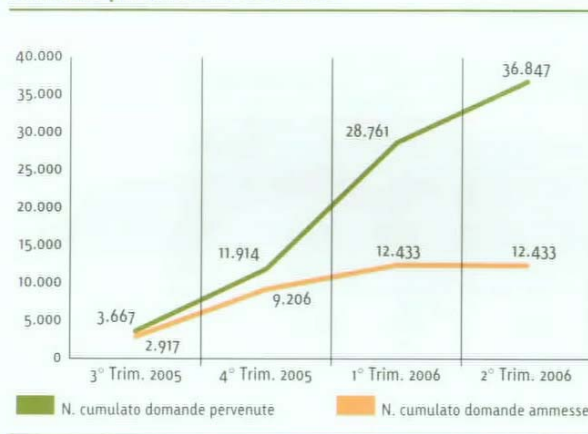
Entro i novanta giorni successivi alle scadenze di ogni trimestre utile previsto dalla normativa per la presentazione delle domande (30 settembre 2005, 31 dicembre 2005, 31 marzo 2006, 30 giugno 2006) GSE ha comunicato a tutti i soggetti responsabili l'esito della

domanda di incentivazione. Delle 36.847 domande registrate e protocollate al 30 giugno 2006, 12.433 sono state ammesse mentre 8.086 non sono state esaminate a causa del raggiungimento già nel 1° trimestre dei limiti di potenza annua incentivabile, previsti dal DM 06/02/2006.

Come sopra anticipato, il superamento della potenza massima annuale incentivabile ha di fatto bloccato la possibilità di presentare ulteriori domande di ammissione agli incentivi per il resto del 2006.

L'andamento cumulato delle domande presentate ed ammesse è illustrato nel seguente grafico:

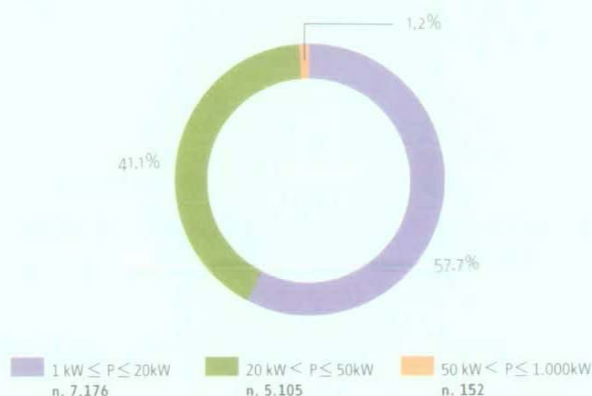
Domande pervenute fotovoltaico



Nel grafico seguente si illustrano i risultati dell'attività d'istruttoria, svolta dal GSE per gli anni 2005 e 2006, sulle domande pervenute (con esclusione delle 8.086, presentate a giugno 2006, non esaminate).

Ripartizione delle domande ammesse ad incentivazione

NUMERO



Ripartizione delle domande ammesse ad incentivazione

MW

**Monitoraggio realizzazione impianti**

Già a partire dai primi mesi del 2006 sono iniziate a pervenire al GSE le comunicazioni relative agli adempimenti, previsti dalla normativa, successivi all'ammissione all'incentivazione, per segnalare l'inizio lavori, la conclusione lavori e l'entrata in esercizio degli impianti. Gli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2006, sulla base delle comunicazioni pervenute al GSE alla data del 1° marzo 2007, sono 1.253 per una potenza totale di 8.707 kW.

Stipula delle convenzioni ed erogazione incentivi

Una volta comunicata la data di entrata in esercizio dell'impianto e valutate positivamente tutte le comunicazioni pervenute, ha inizio la fase commerciale e amministrativa del processo. Essa prevede, come atto iniziale, la stipula di un contratto di durata ventennale tra il GSE e il soggetto responsabile per ogni impianto incentivato. L'attività consiste nella periodica acquisizione nei sistemi dei dati fisici ed economici relativi alle produzioni di energia elettrica degli impianti incentivati e nella predisposizione degli ordinativi di pagamento a favore dei soggetti responsabili dell'impianto.

Le convenzioni stipulate ad oggi relative a impianti entrati in esercizio nel 2006 sono 957 (880 scambio sul posto, 73 cessione fino a 50 kW, 4 cessione oltre 50 kW) per un totale di contributi maturati pari a Euro 1,1 milioni.

ATTIVITÀ DI COMUNICAZIONE RELATIVA AL FOTOVOLTAICO

Nell'anno 2006, proprio in virtù della nuova missione di promozione delle fonti rinnovabili affidata alla società, GSE si è impegnato in attività di comunicazione finalizzate a favorire la corretta conoscenza delle cosiddette energie alternative. In particolare, coerentemente con il ruolo di soggetto attuatore delle politiche di incentivazione del fotovoltaico, l'azienda ha orientato la sua comunicazione verso la divulgazione del Conto Energia e delle modalità di accesso alle tariffe incentivanti in coincidenza con la pubblicazione del DM 06/02/2006.

Le azioni adottate dal GSE, coordinate dall'MSE, per sensibilizzare l'opinione pubblica sull'energia fotovoltaica e i suoi usi sono state:

- creazione di uno spot televisivo realizzato con la Presidenza del Consiglio dei Ministri e realizzazione, in collaborazione con l'MSE, di una campagna informativa finalizzata a promuovere sul territorio la conoscenza e i vantaggi dell'energia fotovoltaica;
- istituzione di un call center informativo sul fotovoltaico e sul conto energia;

- organizzazione di convegni su tutto il territorio nazionale, partecipazione a fiere e manifestazioni di maggiore interesse in tema ambientale e di energia rinnovabile.

Per lo svolgimento di tale attività si è reso necessario la realizzazione di due nuove applicazioni informatiche:

- Atlasole – l'atlante degli impianti fotovoltaici incentivati in conto energia;
- Portale Sole, lo strumento con cui i soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici comunicano con GSE.

GARANZIA DI ORIGINE, RECS E ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

CERTIFICAZIONE GARANZIA DI ORIGINE

Il D.Lgs. 387/03 di attuazione della Direttiva comunitaria 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, ha assegnato a GSE il compito di rilasciare la certificazione Garanzia di Origine ("GO") dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

Scopo di questa certificazione è la promozione dell'energia elettrica verde favorendone gli scambi transfrontalieri. La GO, infatti, rilasciata in altri Stati membri dell'Unione Europea è riconosciuta anche in Italia dove può essere utilizzata dagli importatori per ottenere l'esenzione dall'obbligo di cui all'articolo 11 del D.Lgs. 79/99.

L'operatore può richiedere al GSE la GO per l'elettricità prodotta annualmente impiegando una delle fonti rinnovabili indicate D.Lgs. 387/03, ad esclusione dei rifiuti.

Similmente a quanto previsto per i CV propedeutica al rilascio della GO, è la qualificazione dell'impianto quale impianto alimentato da fonti rinnovabili per la garanzia d'origine.

RENEWABLE ENERGY CERTIFICATE SYSTEM

Il *Renewable Energy Certificate System* ("RECS") è un sistema europeo di certificazione volontaria che promuove l'utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. I certificati RECS - emessi a livello nazionale da organismi competenti, membri dell'associazione internazionale AIB (Association of Issuing Bodies) - sono titoli commercializzabili separatamente dall'energia sottostante. Di taglia minima di 1 MWh, sono validi fino alla richiesta di annullamento che avviene nel momento in cui il detentore dei titoli li utilizza sul mercato. Possono accedere al circuito RECS tutti gli impianti che producono energia rinnovabile, secondo le disposizioni della direttiva comunitaria 2001/77/CE. Nel 2006 in Italia sono stati registrati 33 impianti di generazione e dalle 16 società di produzione o trading di energia elettrica, che hanno aderito al sistema RECS, è pervenuta al GSE - in qualità di organismo di certificazione - la richiesta di emissione di più di 1.180.000 certificati, di cui oltre 400.000 sono stati commercializzati e 570.000 annullati.

I certificati annullati, così come anche negli altri Paesi aderenti al sistema RECS, sono stati utilizzati dagli operatori quali strumenti idonei per ottenere l'attribuzione di etichette che consentono al cliente finale di dare prova dell'avvenuto consumo di energia rinnovabile.

Alla luce dell'attività svolta, il GSE anche nel corso del 2006 ha aderito all'AIB partecipando sia agli incontri previsti per l'assemblea dei soci che alle attività del comitato direttivo, essendo stato nominato a settembre 2005 membro di tale organo. L'AIB, nata nel 2001 con lo scopo di rilasciare i RECS alle società di produzione e regolare lo scambio dei certificati, vede l'adesione di gestori di rete, autorità di regolazione e società di consulenza specializzate in tema di energia. A partire dal 2005 ha, inoltre, allargato il suo scopo sociale disciplinando anche il rilascio e lo scambio della GO, introdotta dalla direttiva comunitaria 2001/77/CE. Nel 2006 è stata introdotta, inoltre, l'e-

missione dei titoli di *disclosure* (etichettatura associata alla fornitura di energia elettrica, mediante la quale viene indicato il mix dei combustibili utilizzati per la produzione, introdotta dalla direttiva 2003/54/CE).

ATTIVITÀ INTERNAZIONALI

Nel corso del 2006 è continuato il partenariato del GSE nell'ambito del progetto comunitario *European Tracking System for Electricity* ("E-Track"), finanziato dal programma "Energia Intelligente per l'Europa", cui partecipano soggetti internazionali quali gestori di rete, regolatori e società di consulenza specializzate.

Le attività avviate a febbraio 2005, sono proseguite nella definizione dei diversi aspetti qualificanti il progetto il cui obiettivo è definire modalità armonizzate per un sistema europeo di tracciamento delle informazioni relative agli impianti di generazione, a partire dalle certificazioni già disponibili in ambito nazionale, ad esempio la GO per le fonti rinnovabili e per gli impianti in cogenerazione e la *disclosure* per gli altri impianti.

Con riferimento al contesto europeo è importante evidenziare, inoltre, l'attiva partecipazione del GSE ad eventi di respiro internazionale per la promozione delle energie rinnovabili legata al ruolo istituzionale svolto in tale settore nel nostro Paese.

GESTIONE PARTITE PREGRESSE

Come evidenziato in Nota integrativa, la società è stata inoltre impegnata nella gestione della fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento degli anni 2002, 2003 e 2004, delle attività di trasmissione e dispacciamento cedute con il ramo di azienda a società TERNA S.p.A. ("TERNA") in ragione del principio che sono a carico del GSE tutti i fatti economicamente riconducibili al periodo ante 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda.

DELIBERA AEEG N. 79 DEL 12 APRILE 2006

La Delibera riguarda "*Disposizioni relative alla destinazione di alcune partite economiche rinvenienti dal miglioramento dell'efficienza e dell'economicità nella gestione del sistema elettrico in seguito all'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, nonché dal saldo dei versamenti operati in applicazione dei corrispettivi per la capacità di trasporto ("CCT") nell'anno 2004*".

Con tale atto la AEEG ha disposto:

- 1) la riduzione per l'anno 2005 dei contributi da CCSE afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 61 della Delibera 05/04 (Testo integrato) in misura pari al valore dell'avviamento realizzato da GRTN per la vendita a TERNA del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento;
- 2) la destinazione parziale dei corrispettivi di CCT relativi all'anno 2004.

In particolare, relativamente al primo punto, con la Delibera la AEEG ha:

- considerato che "il controvalore dell'avviamento" conseguito dal GSE "rappresenti il beneficio derivante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, previsto dall'obiettivo di cui all'art. 1-ter, comma 1, del Decreto Legge 239/03 di assicurare una maggiore efficienza, sicurezza, affidabilità ed economicità al sistema elettrico nazionale";
- ritenuto di "mantenere il beneficio" suddetto "all'interno del sistema elettrico nazionale, prevedendo una diminuzione degli oneri gravanti sugli utenti del sistema elettrico";
- reputato quindi opportuno "destinare il controvalore dell'avviamento determinatosi in seguito alla cessione a TERNA da parte del GSE del ramo di azienda trasferito ai sensi dell'art.1, comma 1, del Decreto

del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (“DPCM”) a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico”;

conseguentemente, ha disposto che “i contributi da Cassa conguaglio per il settore elettrico afferenti il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all’art. 61 del Testo integrato spettanti al GSE per l’anno 2005 sono ridotti di un importo pari a 135.398.920 Euro”.

Nel bilancio al 31 dicembre 2005 gli effetti della Delibera sono stati recepiti come evidenziato di seguito:

- a) sulla base dei principi contabili di riferimento, delle norme del codice civile in materia di chiarezza (art. 2423 codice civile), e del contenuto stesso della Delibera che interviene solo sulla riduzione del contributo, si è proceduto alla rilevazione contabile della plusvalenza nell’ambito della voce “proventi straordinari” (voce E20 del conto economico). Ciò in quanto tale componente ha origine dalla realizzazione di una operazione straordinaria, cioè dalla cessione di un ramo di azienda, non connessa all’attività tipica del GSE;
- b) sulla base del disposto specifico della Delibera si è proceduto a ridurre dell’importo, di Euro 135.398.920, l’ammontare dei contributi da CCSE di competenza dell’anno 2005;

Il mancato conseguimento di ricavi legati all’attività di incentivazione dell’energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili ed assimilabili per Euro 135.398.920, a fronte di costi di pari importo, ha determinato nel 2005 il venir meno della neutralità economica della gestione delle partite energetiche intermedie da GSE: ciò si è riflesso sulla redditività operativa della società che, per la prima volta, è risultata negativa proprio nell’esercizio 2005.

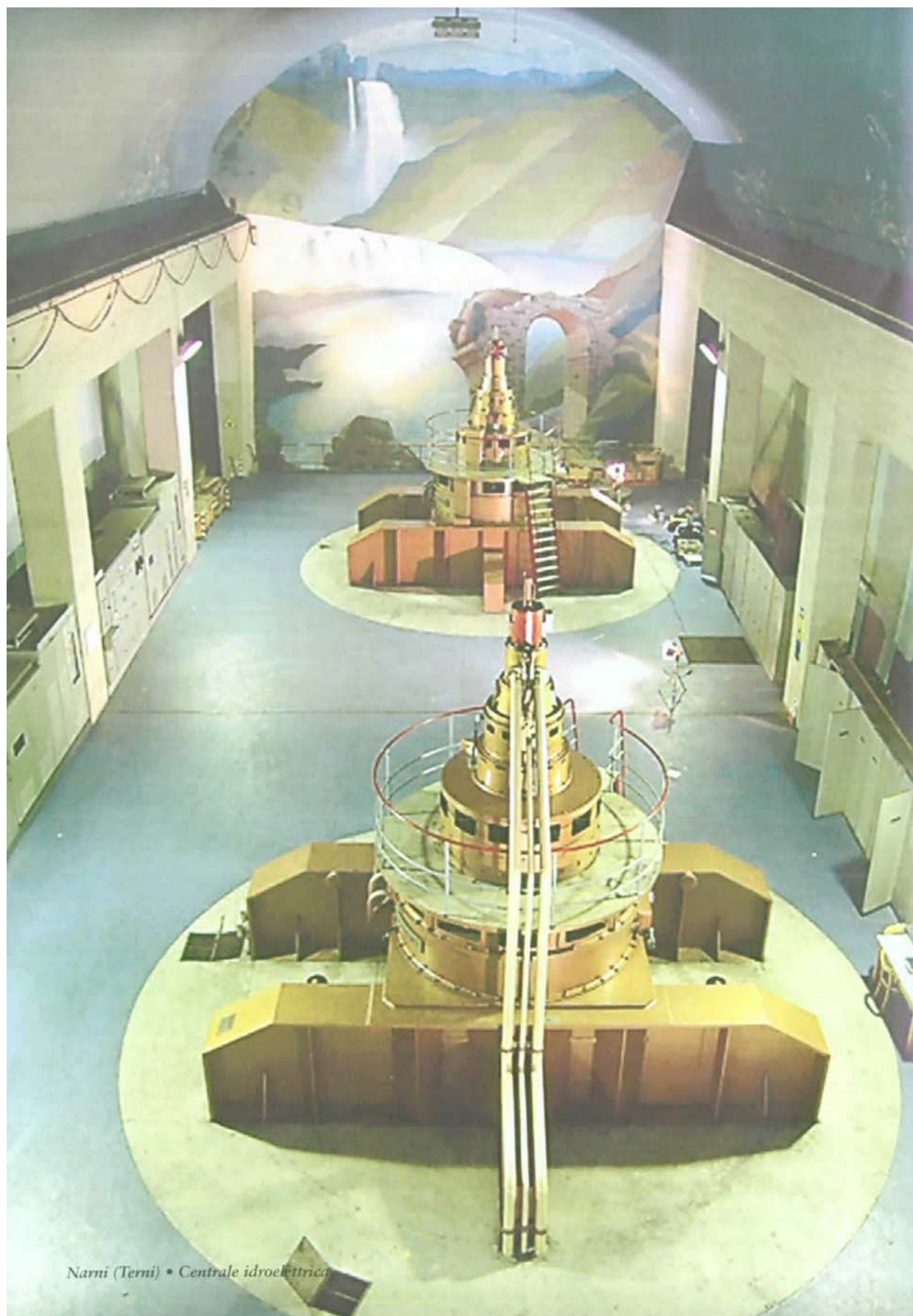
Il Consiglio di Amministrazione del GSE in data 26 aprile 2006, contestualmente alla redazione del progetto del bilancio, poi approvato dall’Assemblea ordinaria in data 13 giugno 2006, ha deliberato di ricorrere al TAR della Lombardia avverso la citata

Delibera 79/06 art.1 al fine di verificarne la legittimità.

In merito al ricorso, il TAR con sentenza del 19 dicembre 2006, pubblicata in data 16 gennaio 2007, si è espresso a favore del GSE annullando il provvedimento impugnato.

Successivamente, in data 29 marzo 2007, è stato notificato al GSE il ricorso in appello dell’AEEG al Consiglio di Stato al fine di annullare la sentenza del TAR sulla Delibera 79/06.

Nell’attesa del giudizio sull’appello da parte del Consiglio di Stato, non si è ritenuto di dover considerare nel bilancio 2006 gli effetti positivi della sentenza del TAR della Lombardia circa l’annullamento della Delibera 79/06, nel rispetto del principio della prudenza, ex art. 2423-bis del Codice Civile, non essendo ancora definitivo il grado di giudizio amministrativo.



ACQUIRENTE UNICO

Acquirente Unico ("AU") è la società per azioni che, secondo quanto previsto dal D.Lgs. 79/99 di liberalizzazione del settore elettrico, ha il compito di garantire ai clienti del mercato vincolato la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi, facendo sì che anche tali consumatori possano beneficiare dei vantaggi connessi alla liberalizzazione del settore.

Nel decreto dell'MSE del 19 dicembre 2003 viene stabilito l'obbligo, per le imprese distributrici, di acquistare da AU tutta l'energia da loro fornita al mercato vincolato, recando, altresì, tutte le direttive sulle modalità di approvvigionamento a cui AU deve attenersi:

- partecipare alle procedure per l'assegnazione di capacità di trasporto per l'importazione di energia elettrica dall'estero e, in base alla capacità conseguita, stipulare contratti con fornitori esteri;
- partecipare all'assegnazione di capacità produttiva per l'acquisto dell'energia CIP 6;
- acquisire tutta l'energia dei contratti pluriennali di importazione per i clienti vincolati;
- stipulare contratti, anche pluriennali, per una quantità di energia non superiore ad un quarto della domanda complessiva del mercato vincolato;
- approvvigionarsi di energia elettrica per la restante parte del fabbisogno tramite il mercato elettrico, stipulando preventivamente contratti per la copertura dal rischio di prezzo e di quantità.

ATTIVITÀ DI ACQUISTO DI ENERGIA ELETTRICA

Al fine di minimizzare i costi ed i rischi per la fornitura ai clienti del mercato vincolato, AU ha operato anche per il 2006 una strategia di diversificazione delle tipologie di approvvigionamento e di copertura dal rischio di volatilità per gli acquisti in Borsa assicurandosi un totale di 154,4 TWh di energia elettrica come evidenziato nella seguente tabella:

Acquisto di energia elettrica

Tipologie di approvvigionamento	TWh
Contratti bilaterali fisici:	
Import annuale	3,0
Import pluriennale	11,2
Energia Delibera AEEG 34/05	8,1
Totale	22,3
Acquisti MGP:	
• con copertura del rischio prezzo di cui:	
- CFD con operatori selezionati mediante aste	96,9
- CFD con GSE (Energia CIP 6)	18,3
• senza copertura del rischio prezzo	17,0
Totale	132,2
Sbilanciamenti	
Sbilanciamento lato consumo	1,2
Sbilanciamento unità produzione D.Lgs 387/03	(1,3)
Totale	(0,1)
Totale energia contrattualizzata	154,4

ENERGIA APPROVVIGIONATA ATTRAVERSO CONTRATTI BILATERALI FISICI

L'energia approvvigionata nel 2006 attraverso i contratti bilaterali fisici al di fuori del sistema delle offerte è stata pari a 22,3 TWh, ed è suddivisa in import annuale (3,0 TWh), import pluriennale (11,2 TWh), energia da fonti rinnovabili di cui alla Delibera AEEG 34/05 (ex D.Lgs. 387/03) (8,1 TWh).

IMPORT ANNUALE

In attuazione a quanto previsto dal Decreto MSE del 13 dicembre 2005 e dalla Delibera AEEG 269/05 recante disposizioni per l'assegnazione di coperture dal rischio in importazione associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere (CCCI) per l'anno 2006, la quantità di diritti CCCI assegnati ad AU per l'importazione dall'estero per l'anno 2006 è stata complessivamente pari a 632 MW con la seguente

ripartizione per frontiere:

- Austria 10 MW
- Francia 138 MW
- Svizzera 376 MW
- Slovenia 56 MW
- Grecia 52 MW

In base alle suddette assegnazioni AU ha svolto aste competitive per ricoprire i diritti di transito assegnati.

IMPORT PLURIENNALE

La cessione dell'energia proveniente dai contratti di import pluriennale stipulati da ENEL con EDF e riservati al mercato vincolato, è stata regolamentata dalla Delibera AEEG 80/06. In particolare la suddetta fornitura, passata da 1.400 MW a 700 MW nel 2006 è regolata tramite un contratto bilaterale ENEL/AU con sbilanciamenti a programma non penalizzati e valorizzati a PUN. In seguito ad accordo tra ENEL e AU anche la cessione ad AU della fornitura di energia riveniente dai contratti pluriennali di ENEL con Atel è stata gestita con le medesime regole stabilite da tale Delibera.

Il quantitativo totale di energia fornita attraverso i contratti di import pluriennale è stato complessivamente pari a 11,2 TWh con un prezzo di 66 Euro/MWh determinato in via amministrativa dall'MSE.

ENERGIA DI CUI ALLA DELIBERA AEEG 34/05

La Delibera AEEG 34/05 ha regolamentato l'acquisto di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla base del D.Lgs. 387/03. In base a tali normative i produttori da fonti rinnovabili possono dedicare la produzione di un impianto al mercato vincolato ricevendo da AU, per il tramite del gestore di rete locale a cui l'impianto è connesso, un prezzo pari al costo medio mensile sostenuto dallo stesso AU per il mercato vincolato.

Nel corso del 2006 l'energia fornita dai suddetti impianti è stata pari a 8,1 TWh.

ENERGIA APPROVVIGIONATA SULLA BORSA ELETTRICA

Nel 2006 il fabbisogno di energia elettrica del mercato vincolato, al netto dell'energia fornita ad AU tramite

contratti bilaterali fisici, è stato approvvigionato con acquisti in Borsa sul MGP per complessivi 132,2 TWh. Tali acquisti su MGP sono stati coperti tramite contratti differenziali per 115,2 TWh, di cui 18,3 TWh relativi a CIP 6. Gli acquisti attraverso il sistema delle offerte non coperti da contratti differenziali ammontano quindi a 17,0 TWh, pari al 12,8% del fabbisogno di energia del mercato vincolato.

SBILANCIAMENTI

Ai sensi della Delibera AEEG 168/03, nel corso del 2006 AU ha sostenuto costi di sbilanciamento pari a 0,79 Euro/MWh per le proprie unità di consumo. Lo scostamento tra i consuntivi orari ed i programmi vincolanti (acquisti in borsa e contratti bilaterali) per la copertura del fabbisogno di energia del mercato vincolato sono risultati mediamente pari allo 0,81% del consuntivo. L'ammontare di energia di tale voce è stata pari a 1,2 TWh.

CONTRATTI DIFFERENZIALI E GESTIONE DEI RISCHI

Sulla base di quanto previsto dal decreto dell'MSE del 19 dicembre 2003, AU si approvvigiona mediante acquisti sulla borsa elettrica, anche previa stipula di contratti differenziali di copertura del rischio prezzo. La politica perseguita tramite la stipula di tali contratti consiste nella "stabilizzazione" del prezzo di acquisto dell'energia elettrica in Borsa.

Le tipologie di contratti differenziali a copertura del rischio del prezzo stipulati da AU nel 2006 sono state:

- *Contratti differenziali ad una via con controparti operanti nel settore elettrico*

Tra dicembre 2004 e gennaio 2005 AU ha organizzato quattro aste riguardanti contratti di copertura dal rischio di prezzo di borsa per l'approvvigionamento di energia nel 2005, con opzione di estensione della durata dei contratti stessi al 2006 ed al 2007.

La tipologia dei contratti adottati è stata quella di contratti differenziali "a una via", stipulati con controparti non finanziarie operanti nel settore elettrico. Nel 2006,

in virtù dell'esercizio dell'opzione contrattuale di rinnovo da parte delle controparti, complessivamente è stata coperta dal rischio di fluttuazione del prezzo di borsa una quota di 9.396 MW.

• **Contratti differenziali a due vie con controparti operanti nel settore elettrico**

Al termine del 2005 e nel corso del 2006 sono state organizzate da AU aste riguardanti contratti differenziali a due vie con delle controparti non finanziarie operanti nel settore elettrico, per la copertura del rischio di prezzo concernente la macrozona composta dall'insieme delle zone Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

• **Contratto differenziale a due vie con GSE**

Il decreto del 5 dicembre 2005 del MSE, in merito ai diritti CIP 6, ha assegnato ad AU una quota del 40% della potenza complessiva tramite un contratto differenziale con prezzo strike di 55,5 Euro/MWh fra AU e il GSE. La potenza assegnata è stata di 2.240 MW. Lo stesso Decreto ha previsto a carico del GSE di determinare i criteri di aggiornamento di tali diritti: le quantità sono state infatti adeguate di bimestre in bimestre. L'energia annua corrispondente al contratto CIP 6 è stata pari a 18,3 TWh.

• **Contratti di copertura sul prezzo del combustibile**

Nel corso del 2006 la Società ha anche stipulato contratti di copertura dal rischio combustibile attraverso l'utilizzo di swap e strutture differenziali a due e tre vie. Con tali tipologie di contratti la Società cede il rischio di oscillazione del prezzo dei combustibili, derivante dalla indicizzazione dei contratti differenziali in vigore, a primarie istituzioni finanziarie internazionali.

COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO ENERGIA

Per l'anno 2006 i costi di approvvigionamento di energia, inclusivi dell'effetto dei contratti di copertura, ammontano a Euro 12.752 milioni, dei quali Euro 11.706 milioni per l'acquisto di energia dalle varie fonti di approvvigionamento (inclusi certificati verdi) ed i rimanenti Euro 1.046 milioni per costi di dispacciamento ed altri servizi connessi.

CESSIONE DI ENERGIA ELETTRICA ALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI

Il contratto tipo per la cessione dell'energia elettrica da parte di AU alle imprese distributrici è stato approvato con la Delibera AEEG 78/04. Esso è stato predisposto da AU sulla base delle indicazioni fornite dall'AEEG a seguito di un'attività di diffusione e condivisione dei contenuti e della forma con le imprese distributrici stesse. L'insieme delle imprese distributrici presenti sul territorio nazionale al 31 dicembre 2006 è costituito da 166 distributori. Di questi, 29 sono i cosiddetti "distributori di riferimento" (cioè allacciati alla Rete di Trasmissione Nazionale - "RTN"), 120 sono i "distributori sottesi" (ossia non allacciati alla RTN, ma alla rete del distributore di riferimento) e i restanti 17 sono i cosiddetti "distributori minori o isolati".

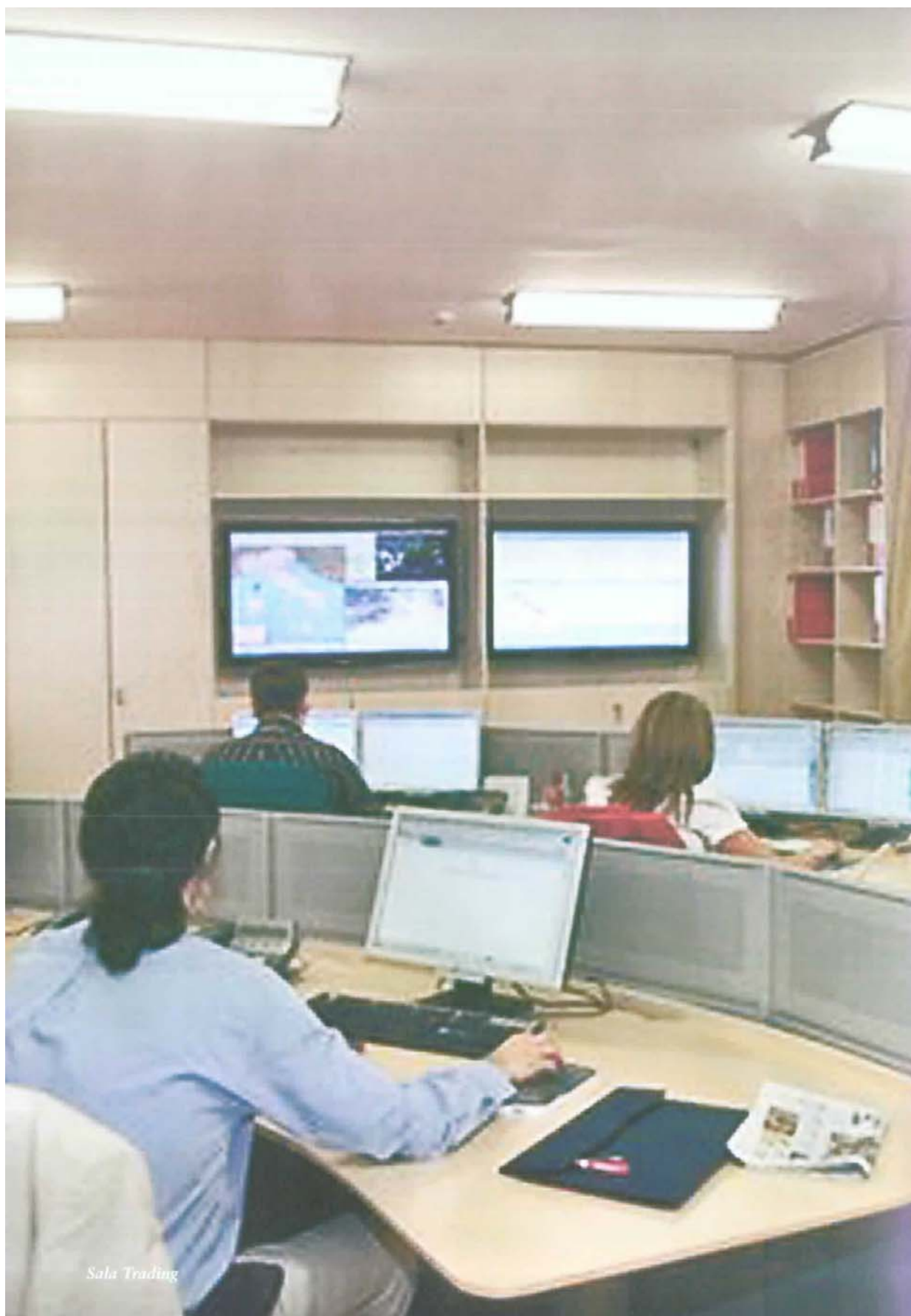
Il prezzo di cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici per la vendita al mercato vincolato è determinato secondo i criteri fissati dalla Delibera AEEG 05/04.

Di seguito è riportato l'andamento, sulla base degli ultimi aggiornamenti, del prezzo di cessione nei singoli mesi dell'anno 2006.

Prezzo di cessione Euro/MWh anno 2006

FASCE	GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
F1	—	—	—	—	—	126,337	139,526	136,435	136,076	—	163,312	146,360
F2	112,409	110,676	115,468	136,497	117,015	85,309	88,130	99,796	94,453	110,835	113,469	108,593
F3	87,636	98,451	94,175	99,237	82,514	60,433	52,630	81,959	84,064	97,320	83,589	75,658
F4	66,685	64,718	63,479	64,839	60,668	57,192	59,119	70,753	57,804	57,778	58,443	67,164

(Dati aggiornati al 26/02/2007)



GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO

Con l'assunzione di responsabilità del Gestore del Mercato Elettrico ("GME"), avvenuta l'8 gennaio 2004, è nato il primo mercato organizzato dell'elettricità in Italia, analogamente a quanto già avviene negli altri Paesi europei.

Così come nelle altre esperienze internazionali, la creazione di un mercato elettrico corrisponde all'esigenza di stimolare la concorrenza nelle attività di produzione e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica.

Tale mercato, comunemente chiamato anche "borsa elettrica", consente a produttori, consumatori e grossisti di vendere o comprare quantitativi di energia elettrica.

Sulla borsa elettrica le transazioni si svolgono per via telematica con procedure di accesso sicuro, per la conclusione on-line di contratti di acquisto e di vendita.

Nello svolgimento delle sue funzioni il GME è responsabile dell'organizzazione e della gestione dei seguenti mercati:

- il *mercato elettrico*, che si suddivide a sua volta fra:
 - a) mercato del giorno prima dell'energia ("MGP") e mercato di aggiustamento ("MA"). Su tali mercati i produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei vendono e comprano energia elettrica per il giorno successivo;
 - a) mercato per il servizio di dispacciamento ("MSD"). Su tale mercato TERNA si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione ed al controllo del sistema elettrico;
- il *mercato dei certificati verdi*;
- il *mercato dei titoli di efficienza energetica*.

Indicatori del mercato elettrico

	2006	2005	Variazioni
Energia negoziata su MGP* (TWh)	196,8	203,3	(6,4)
Controvalore energia su MGP (Euro mln)	15.881,5	12.933,0	2.948,5
Energia negoziata su MA* (TWh)	9,9	10,5	(0,5)
Controvalore energia su MA (Euro mln)	751,1	652,4	98,7

* (Acquisti = Vendite)

	2006	2005	Variazioni
Vendite e acquisti su MSD (TWh)	45,5	42,4	3,0
Liquidità del MGP (%)	59,5	62,8	(3,3)
Operatori del Mercato elettrico (n.)	103	89	14

MERCATO ELETTRICO

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 196,8 TWh in riduzione, rispetto al 2005, del 3,2%. Ciò riflette in particolare la riduzione della produzione da impianti CIP 6 (- 6,8%), acquistabile solo in borsa, e la progressiva contrazione del mercato vincolato (- 6,9%), per il quale l'AU si approvvigiona in larghissima misura in borsa (quasi il 86,4%). Di conseguenza la liquidità media del mercato è scesa dal 62,8% al 59,5%.

Il valore economico delle contrattazioni ha raggiunto Euro 15.881,5 milioni, con un incremento del 22,4% sull'anno precedente.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è stato pari a 74,75 Euro/MWh, in crescita di 16,17 Euro/MWh rispetto al 2005 (+ 27,6%). L'aumento riflette, tra le altre componenti, l'andamento del prezzo degli input, in particolare delle quotazioni del petrolio Brent (+ 20%) e del gas sul mercato di Zeebrugge (+ 8%), nonché l'inizio di operatività a livello europeo del sistema di emission trading.

I principali indicatori che hanno caratterizzato la gestione del mercato elettrico nel 2006 sono di seguito rappresentati:

Con particolare riferimento all'MSD, l'AEEG ha emanato la Delibera 165/06 nell'ambito della quale ha introdotto, a partire dal 1° agosto 2006, la nuova modalità di determinazione delle quantità accettate sull'MSD. Ciò ha comportato anche la modifica del calcolo dei corrispettivi sui MWh negoziati sull'MSD da riconoscere al GME, che, a partire dal 1° agosto 2006, sono calcolati sulla quantità netta accettata, in ciascun periodo rilevante e con riferimento ad ogni punto di offerta, in esito alle due sessioni dell'MSD ex ante e dell'MSD ex post.

In data 5 luglio 2006, a seguito della Delibera AEEG 111/06, il GME ha predisposto e pubblicato, la "Proposta di regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a Termine" per sottoporlo alla consultazione dei soggetti interessati e in data 1° dicembre 2006, ha inviato all'AEEG per l'approvazione, lo schema di Regolamento della PCE, unitamente alla relazione tecnica.

In particolare, la Delibera AEEG 111/06 stabilisce che gli acquisti e le vendite di energia elettrica conclusi al di fuori del mercato organizzato, nonché i relativi programmi di immissione e di prelievo, dovranno essere registrati tramite la Piattaforma dei Conti Energia a

Termine, la quale verrà gestita dal GME in nome proprio e per conto di TERNA e sostituirà la Piattaforma dei bilaterali, gestita da TERNA.

L'Autorità, con Delibera 253/06 ha approvato le modifiche e le integrazioni della precedente Delibera 111/06 stabilendo, inoltre, di rinviarne la data di efficacia al 1° aprile 2007.

MERCATI PER L'AMBIENTE

MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI ("CV")

GME, nel corso del 2006, ha continuato a svolgere le attività relative al funzionamento della sede di contrattazione dei CV. In particolare il GME ha:

- organizzato e gestito le procedure di ammissione degli operatori alla sede di contrattazione dei CV;
- organizzato e gestito 24 sessioni di contrattazione e ha svolto tutte le attività necessarie per assicurare un efficiente funzionamento del mercato di cui trattasi.

La gestione del mercato dei CV, per l'esercizio 2006, può essere così sintetizzata:

Mercato dei Certificati Verdi

	2006 (*)	2005 (*)	2004 (*)
Volumi di CV negoziati (n.)	2.215	7.887	72
Prezzo medio dei CV scambiati (Euro/MWh)	139,1	130,6	129,9

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

	2006	2005	Variazioni
Quantità di energia sottostante i CV negoziati (TWh)	508,7	1.141,0	(632,3)
Controvalore energia sottostante i CV negoziati (Euro mln)	67,5	133,0	(65,5)

	2006	2005	Variazioni
Operatori del Mercato dei CV (n.)	178	130	48

Euro	2006
Corrispettivi sul Mercato dei CV	61.044

MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (“TEE”) O CERTIFICATI BIANCHI

GME ha avviato l'operatività del Registro dei titoli di efficienza energetica e del mercato dei titoli stessi, portando a regime l'innovativo meccanismo definito dall'Autorità per la promozione del risparmio energetico, in applicazione dei Decreti Ministeriali del luglio 2004. In particolare il GME ha:

- gestito le procedure di iscrizione al Registro TEE e le procedure di ammissione al Mercato TEE degli operatori;
- organizzato e gestito 39 sessioni di contrattazione e ha svolto tutte le attività necessarie per assicurarne un efficiente funzionamento del mercato di cui trattasi.

Di seguito vengono riportati i principali indicatori:

Mercato dei titoli di efficienza energetica

	TIPO I (1)	TIPO II (2)	TIPO III (3)
TEE negoziati bilateralmente	22.664	11.564	76
Prezzo medio TEE (Euro/tep)	70,1	92,9	33,8

Euro	2006
Corrispettivi sul Mercato TEE	87.058
Corrispettivo fisso annuo TEE	47.400
Totale	134.458

	2006
Operatori iscritti al Mercato TEE:	
• n. Distributori	27
• n. Esco	81
• n. Grossisti	7
Totale	115

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

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

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

MERCATO DELLE UNITÀ DI EMISSIONE

GME ha predisposto una piattaforma di negoziazione per le unità di emissione nell'ambito della Direttiva europea 2003/87/CE che introduce un sistema di Emission Trading tra gli impianti industriali europei operanti nei settori elencati nell'Allegato I della Direttiva stessa.

INVESTIMENTI DEL GRUPPO

Gli investimenti dell'esercizio ammontano a Euro 5.541 mila come evidenziato nella seguente tabella, ripartita in base alla natura degli investimenti effettuati:

Investimenti

Euro mila	2006
Core business, di cui:	3.882
- fonti rinnovabili	1.893
- borsa elettrica	1.860
- mercato vincolato	129
-----	-----
Immobili e impianti di pertinenza	1.033
-----	-----
Infrastruttura informatica	626
-----	-----
Totale	5.541

CORE BUSINESS

FONTI RINNOVABILI

Gli investimenti informatici relativi alle fonti rinnovabili, hanno riguardato principalmente lo sviluppo di nuovi software per la gestione dell'attività di incentivazione dell'energia fotovoltaica e l'ottimizzazione dell'attività di compravendita del CIP 6. Nel corso dell'anno sono state realizzate e avviate in esercizio le seguenti nuove applicazioni:

- **SOLE**: per la gestione della fase autorizzativa, commerciale e amministrativa dell'incentivazione degli impianti fotovoltaici;
- **Settlement (ENBO)**: per la verifica del calcolo degli oneri di sbilanciamento generati dagli impianti CIP 6 relativi alle differenze tra l'immissione effettiva e i programmi di produzione dell'energia elettrica;
- **Metering**: per l'acquisizione delle letture dei contatori delle unità di produzione CIP 6 rilevanti. Tale sistema permette di leggere, tre volte al giorno, tutti gli apparati di misura afferenti le unità CIP 6 rilevanti con la conseguente possibilità di monitorare gli sbilanciamenti e ottimizzare la fase di offerta dell'energia di tali unità sul MGP da parte del GSE;

- **UPN6**: per l'elaborazione delle misure (inviata da TERNA) relative all'energia immessa in rete dalle unità di produzione CIP 6 ai fini della quantificazione dell'energia da ritirare ai sensi del provvedimento CIP 6/92.

Sono state inoltre completate e avviate all'esercizio l'applicazione RICOGE per il riconoscimento della cogenerazione e l'applicazione RINNOVA per la gestione del processo di qualifica degli IAFR.

BORSA ELETTRICA

Nel corso dell'esercizio, oltre al potenziamento del sistema informatico per una migliore gestione del mercato elettrico, anche al fine di accogliere la domanda attiva, si è provveduto all'ampliamento della Server Farm esistente e all'allestimento di una nuova Server Farm presso la sede sociale.

Tra le altre attività svolte nell'anno rientrano altresì:

- la realizzazione della piattaforma informatica per la gestione del mercato dei TEE;
- il proseguimento delle attività di trasferimento del Disaster Recovery nella sede sociale;
- l'implementazione della piattaforma informatica dei conti energia a termine;
- la manutenzione evolutiva dell'ambiente Data Warehouse di supporto alle attività di monitoraggio e vigilanza del mercato, secondo quanto richiesto dall'AEEG;
- la realizzazione di nuove reti di connessione in fibra ottica per l'accesso via internet ai mercati.

MERCATO VINCOLATO

Nel corso del 2006 è stata completata la prima fase del progetto informatico per il calcolo in automatico del prezzo di cessione alle imprese distributrici. Il Data Warehouse, realizzato in questa prima fase del progetto, effettua il calcolo del prezzo di cessione "a consuntivo"; la seconda fase del progetto, che si concluderà nel corso del 2007, è relativo alla determinazione del prezzo di cessione a previsione e alla conte-

stuale modellizzazione del portafoglio degli acquisti a termine con conseguente possibile misurazione dei rischi.

Altri progetti, completati o iniziati nel corso del 2006, hanno riguardato:

- l'installazione e configurazione di apparati hardware e software dedicati alla rilevazione e prevenzione delle intrusioni informatiche;
- la realizzazione di un'applicazione per la gestione dei contratti finanziari e lo sviluppo di una procedura per lo scambio automatizzato di dati con le controparti di AU, attraverso internet;
- l'avvio della realizzazione di un sistema informatico per la previsione del consumo del mercato vincolato. La conclusione di tale progetto è prevista nel corso del 2007.

IMMOBILI E IMPIANTI DI PERTINENZA

Sono proseguiti lungo il corso dell'anno gli interventi di ristrutturazione dell'edificio di proprietà del GSE che ospita le sedi delle società del gruppo. In particolare, i lavori sono stati focalizzati alla realizzazione di una sala conferenze in grado di consentire l'organizzazione di eventi presso la sede sociale.

INFRASTRUTTURA INFORMATICA

Oltre alle consuete azioni di miglioramento delle dotazioni hardware e software di base, è iniziata nel corso del 2006 l'attività di internalizzazione delle infrastrutture informatiche del GSE. Infatti, la Società, che non disponeva di una struttura autonoma a seguito della cessione del ramo d'azienda a TERN, in data 31 ottobre 2005, al fine di garantire la continuità del sistema informatico, aveva stipulato con la stessa TERN, contestualmente alla cessione, un contratto per la fornitura di tutti i servizi

informatici ed applicativi, ad eccezione della infrastruttura informatica base (servizi di rete Microsoft, file system, posta elettronica, fax system).

A seguito dell'esito positivo di uno studio di fattibilità per verificare la convenienza tecnico-economica di dotarsi di una infrastruttura informatica separata, attraverso l'acquisto sia dell'hardware che del software, da installare presso la sede legale della Società è stato dunque avviato nel mese di dicembre il progetto di trasferimento dei servizi informatici da TERN, conclusosi nei primi mesi del 2007.

Nove (Venezia) • Microcentrale idroelettrica



RICERCA E SVILUPPO

GSE E ACQUIRENTE UNICO

Le società non hanno svolto attività di ricerca e sviluppo nel corso del 2006.

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO

Nel corso del 2006 le attività di ricerca e sviluppo sono state effettuate tenendo in considerazione l'obiettivo strategico di rafforzare e completare l'architettura del mercato elettrico, quale strumento per contribuire a migliorare i livelli di competitività e di efficienza del sistema elettrico. Sono stati eseguiti approfondimenti analitici e predisposti studi di fattibilità volti a valutare l'esistenza di valide opportunità per estendere la gamma di attività e servizi offerti dalla società. In particolare, gli studi hanno riguardato la gestione del rischio nei mercati dell'energia.

Sono state inoltre eseguite anche analisi comparate circa la struttura, la governance ed il funzionamento dei principali mercati elettrici europei per individuare quali siano le best practices seguite a livello internazionale al fine di trarne indicazioni utili per ottimizzare le procedure adottate dal GME nello svolgimento delle sue attività di mercato.

In termini prospettici, sono stati analizzati i possibili scenari futuri (es. andamento dell'intensità elettrica ed energetica, incidenza dei costi dell'energia sul sistema produttivo) che caratterizzeranno il settore, anche alla luce dell'impatto che verosimilmente avranno le politiche comunitarie (ad es. proseguimento del processo di integrazione dei mercati europei dell'elettricità e del gas, sviluppo delle fonti di energia rinnovabile e promozione delle tecnologie innovative per accrescere in maniera consistente l'efficienza energetica).

*Presenzano (Caserta) • Centrale idroelettrica
Domenico Cimaro, condotte forzate*



RISORSE UMANE

GRUPPO GSE

Il personale del Gruppo GSE al 31 dicembre 2006 è pari a 369 dipendenti così suddivisi:

Consistenza dei dipendenti del Gruppo

	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
GSE	223	202	21
GME	77	72	5
AU	69	55	14
Totale	369	329	40

Per quanto riguarda le principali attività di interlocuzione sindacale, il 5 ottobre 2006 la parte datoriale (Assoelettrica, Federutility, ENEL, GSE in qualità di Capogruppo, So.G.I.N. e TERNA) e le organizzazioni sindacali di settore (FILCEM-CGIL, FLAEL-CISL, UIL-CEM-UIL e separatamente FAILE e UGL) hanno sottoscritto l'Accordo di rinnovo del CCNL valevole per il settore elettrico, datato 18 luglio 2006.

In particolare, per quanto riguarda la parte economica riferita al biennio 01/07/2005 – 30/06/2007, l'aumento medio dei minimi contrattuali è stato di Euro 111 a regime, con corrisponsione di una cifra una tantum di Euro 328 medi per il periodo 01/07/2005 – 31/12/2005.

GSE

L'organico aziendale è passato da 202 dipendenti al 31 dicembre 2005 a 223 dipendenti al 31 dicembre 2006; si segnala che l'organico della Società alla data di efficacia della nomina del nuovo Amministratore Delegato, il 15 marzo 2006, era pari a 218 risorse. L'incremento di 21 unità rispetto all'anno precedente è il saldo di un flusso di 15 persone in uscita e di 36 ingressi. Il 50% dei nuovi ingressi è costituito da laureati. L'attuale composizione per qualifiche del personale è di 20 dirigenti, 71 quadri e 132 impiegati.

GSE – Consistenza del personale

	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Dirigenti	20	20	-
Quadri	71	60	11
Impiegati	132	122	10
Totale	223	202	21

ORGANIZZAZIONE

L'impegno principale dell'anno 2006 è stato l'adeguamento del modello di funzionamento dell'azienda alla nuova missione. A tal fine è stata effettuata un'approfondita analisi organizzativa orientata a valutare il dimensionamento quantitativo teorico degli organici a presidio dei processi aziendali e le interazioni tra le strutture organizzative. Alla luce di tale studio e sulla base dell'esperienza operativa maturata, sono stati attuati dei correttivi al disegno organizzativo approvato nel marzo del 2005, semplificando la struttura organizzativa di primo livello e razionalizzando lo staff.

Nel corso del 2006 si è operato, inoltre, per garantire il corretto presidio dei nuovi processi core sia attraverso la riallocazione, previo adeguato processo di riqualificazione, di risorse da aree con volumi di attività in contrazione a aree tecniche con necessità di incremento di personale, sia attraverso l'attività di recruiting e selezione. Parallelamente sono stati effettuati mirati interventi di mobilità infragruppo.

SVILUPPO E FORMAZIONE

Per quanto riguarda gli aspetti di politiche e gestione delle risorse umane, in relazione ai nuovi scenari (organizzativi ed operativi) e per favorire il miglioramento delle performance tecniche e manageriali delle risorse, è stato lanciato un importante progetto di censimento delle competenze espresse e di analisi della motivazione individuale al lavoro, che fornirà la base informativa necessaria per progettare interventi più

mirati di sviluppo delle competenze, di supporto motivazionale e di mobilità interna.

Inoltre è stato avviato un processo di revisione del sistema professionale aziendale al fine di adeguarlo alla mutata missione.

Parallelamente sono state realizzate una serie di iniziative formative in grado di contribuire al rafforzamento dello spirito di appartenenza all'azienda e a sviluppare e consolidare alcune delle competenze ritenute fondamentali dal GSE.

In particolare, è stato organizzato un evento formativo con modalità outdoor, con l'obiettivo di potenziare competenze quali il team building, il team working ed il problem solving.

Sono stati realizzati, inoltre, seminari sulla comunicazione interpersonale, tenuti da docenti interni, valorizzando così, le loro conoscenze tecnico-specialistiche e l'esperienza maturata in azienda.

Al fine di favorire una maggiore consapevolezza del ruolo che il GSE svolge nell'ambito della gestione, promozione e incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia, è stato organizzato un ciclo di visite presso impianti a fonti rinnovabili.

Nel 2006 è proseguita l'implementazione delle attività formative relative alle aree tematiche già individuate negli anni precedenti ("Gestione del Business", "Sviluppo dei collaboratori", "Sviluppo personale", Skill pratico – operative e competenze tecniche).

Parallelamente, è stata incrementata l'attività di formazione specialistica al fine di supportare le esigenze di crescita professionale.

In totale nel 2006 il numero di ore di formazione erogate è stato di 7.500, pari a 6 giornate per dipendente. Nel corso del 2006 si è operato per potenziare l'intranet aziendale al fine di meglio utilizzarla come canale di comunicazione interna e come strumento di knowledge management ossia di condivisione e gestione della conoscenza aziendale.

Relativamente al sistema premiante è stato nuovamente adottato un sistema MBO per Direttori e Responsabili

ed è stata avviata una riflessione per razionalizzare ed integrare gli strumenti a sostegno delle diverse componenti delle politiche retributive.

ACQUIRENTE UNICO

L'organico aziendale è passato da 55 dipendenti al 31 dicembre 2005 a 69 dipendenti al 31 dicembre 2006; l'incremento di 14 unità rispetto all'anno precedente è il saldo di un flusso di 6 persone in uscita e di 20 ingressi. L'attuale composizione per qualifiche del personale è di 5 dirigenti, 18 quadri e 46 impiegati.

AU – Consistenza del personale

	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Dirigenti	5	4	1
Quadri	18	13	5
Impiegati	46	38	8
Totale	69	55	14

ORGANIZZAZIONE

Le attività svolte dalla Società durante il 2006 sono state caratterizzate dalla necessità di consolidare l'esperienza acquisita, cercando di garantire il supporto necessario ai cambiamenti organizzativi già avviati, al potenziamento dell'efficienza gestionale e alla valorizzazione delle competenze interne.

SVILUPPO E FORMAZIONE

Nell'ambito della formazione interna è stato implementato un progetto di formazione (biennale) che ha coinvolto Dirigenti, Quadri e Impiegati, con lo scopo di sviluppare e valorizzare le competenze manageriali attualmente possedute dal personale di AU, anche in vista dei possibili scenari futuri post 1° luglio 2007. Sempre in un'ottica di maggior efficienza gestionale orientata ai risultati è stato introdotto il sistema di

incentivazione MBO, rivolto ai Direttori, secondo la metodologia della Balanced Scorecard, che ha permesso di orientare maggiormente le performance dei soggetti coinvolti verso gli obiettivi strategici. Come politica di sviluppo risorse è stato approvato un piano triennale che ha coinvolto e coinvolgerà a vario titolo (una tantum, aumenti retributivi o avanzamenti di carriera) tutti i dipendenti della Società.

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO

L'organico aziendale è passato da 72 dipendenti al 31 dicembre 2005 a 77 dipendenti al 31 dicembre 2006; l'incremento di 5 unità rispetto all'anno precedente è il saldo di un flusso di 7 persone in uscita e di 12 ingressi. L'attuale composizione per qualifiche del personale è di 13 dirigenti, 19 quadri e 45 impiegati.

GME - Consistenza del personale

	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Dirigenti	13	15	(2)
Quadri	19	12	7
Impiegati	45	45	-
Totale	77	72	5

Barcis (Pordenone) • Diga del Lago di Barcis



CONTROLLO INTERNO

Nel 2006 l'attività di controllo interno ha prodotto rapporti informativi sui processi aziendali per il Vertice aziendale, per il Collegio Sindacale e per l'Organismo di Vigilanza nominato ai sensi ex D.Lgs. 231/01.

A seguito dei mandati ricevuti si è proceduto con:

- analisi dei processi per verificare la loro conformità alle norme, valutazione dell'efficacia/efficienza dei processi, verifica della conformità di natura contabile-amministrativa (emissione di 14 relazioni di audit);
- azioni di follow-up per la verifica della accettazione ed attuazione dei suggerimenti migliorativi indicati in alcune relazioni di audit (emissione di 1 relazione di follow-up);
- monitoraggio dei processi di cui al modello organizzativo ex D.Lgs. 231/2001 (emissione di 14 relazioni di verifica sui processi sensibili).

Nel corso del 2006, inoltre, sono state completate le attività di supporto presso le società GME ed AU, per la predisposizione del modello organizzativo-gestionale ex D.Lgs. 231/01 composto da:

- Codice Etico;
- Principi di riferimento per l'adozione di un modello di organizzazione e di gestione ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001 n. 231 – Linee Guida;
- Sezione Specifica – 1 – Reati nei Rapporti con la Pubblica Amministrazione ed altri Reati;
- Sezione Specifica – 2 – Reati Societari;

Sono stati redatti inoltre i seguenti documenti:

- Documento di “Analisi dei GAP sui processi sensibili” ai sensi ex D.Lgs. 231/01, derivante dalla analisi puntuale dei processi;
- Documento di proposta per una copertura dei GAP riscontrati sui processi sensibili.

DOCUMENTO PROGRAMMATICO SULLA SICUREZZA - ART.19 DELL'ALLEGATO B DEL D.LGS 196/03 “CODICE IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI”

Le società del gruppo in ottemperanza agli adempimenti in materia di “privacy”, come previsti dal D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196 – Codice in materia di protezione dei dati personali – hanno adottato il Documento programmatico sulla sicurezza e ne hanno approvato l'aggiornamento entro il 31 marzo 2007 come previsto dallo stesso decreto.



Brescia • Termoutilizzatore

ALTRE INFORMAZIONI

Con riferimento alle indicazioni previste al comma 3° e 4° dell'art. 2428 Codice Civile, si precisa che il Gruppo non possiede, non ha acquistato o alienato nel corso dell'esercizio – neanche tramite società fiduciaria o per interposta persona – azioni proprie.

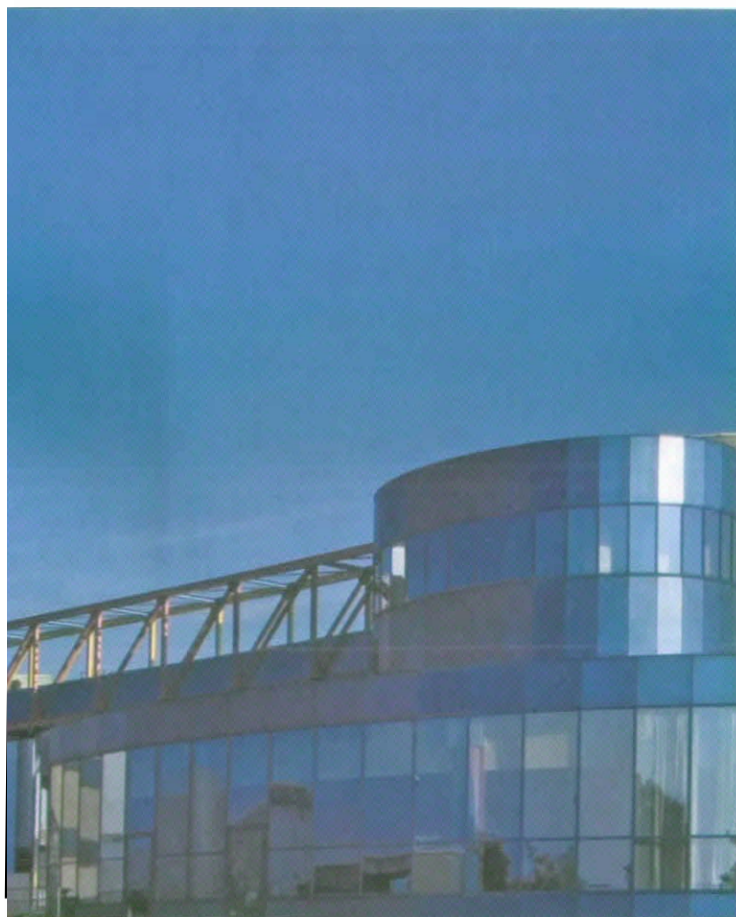
Si evidenzia inoltre l'inesistenza delle seguenti fattispecie:

- crediti e debiti commerciali di durata residua superiore a cinque anni e di debiti assistiti da garanzie reali su beni sociali;
- oneri finanziari imputati nell'esercizio ai valori iscritti nell'attivo dello stato patrimoniale;
- non sono state emesse azioni di godimento, obbligazioni convertibili in azioni o titoli similari.

Ai sensi dell'art. 2497 bis del Codice Civile, si segnala

che la società GSE è controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze ("MEF") che ne detiene l'intero capitale sociale. Ai sensi del D.Lgs. 79/99 i diritti dell'azionista sono esercitati d'intesa tra il MEF e l'MSE; gli indirizzi strategici ed operativi del GSE sono definiti dall'MSE.

La società GSE, ai sensi dell'ultimo comma dell'articolo 2364 del Codice Civile e come previsto dall'articolo 11.2 dello statuto, tenuto conto dei tempi tecnici per la predisposizione dei dati consuntivi delle società controllate e pertanto dell'esigenza di attendere l'approvazione dei bilanci delle stesse per la redazione del bilancio consolidato di gruppo, convoca l'assemblea ordinaria per l'approvazione del bilancio entro il maggior termine statutario previsto ovvero entro i 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio.



RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DEL GRUPPO

La gestione economica per l'esercizio 2006 del Gruppo è sintetizzata nel seguente prospetto:

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO RICLASSIFICATO

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Valore della produzione			
Vendite e prestazioni	23.839.182	23.650.049	189.133
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	5.119	(5.119)
Altri ricavi e proventi	94.875	261.671	(166.796)
Totale	23.934.057	23.916.839	17.218
Costi operativi			
Acquisti	22.689.200	22.083.464	605.736
Servizi	1.058.857	776.215	282.642
Canoni proprietari RTN e altri canoni	13.766	768.733	(754.967)
Costo del lavoro	26.818	59.735	(32.917)
Altri costi operativi	118.939	281.001	(162.062)
Totale	23.907.580	23.969.148	(61.568)
MARGINE OPERATIVO LORDO	26.477	(52.309)	78.786
Ammortamenti e svalutazioni	13.181	19.614	(6.433)
Accantonamento per rischi	6.466	37.137	(30.671)
RISULTATO OPERATIVO	6.830	(109.060)	115.890
Proventi finanziari netti	14.534	12.072	2.462
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	21.364	(96.988)	118.352
(Oneri)/Proventi straordinari netti	(543)	132.690	(133.233)
Risultato ante imposte	20.821	35.702	(14.881)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(7.390)	(14.903)	7.513
UTILE DI GRUPPO	13.431	20.799	(7.368)

Relativamente al confronto con l'anno 2005 si segnala che in data 31 ottobre 2005 - in attuazione del DPCM 11/05/2004 - è avvenuta la cessione, da parte della capogruppo, del ramo d'azienda delle attività relative alla trasmissione e dispacciamento alla società TERNA, per cui, come dettagliatamente descritto nella nota integrativa, diverse componenti economiche del 2005 non sono confrontabili con il 2006.

Il volume dei ricavi delle vendite si incrementa di Euro 189.133 mila rispetto all'esercizio 2005 per effetto di un incremento delle vendite di energia (+ Euro 1.285.041 mila) e dei contributi da CCSE (+ Euro 470.506 mila)

che più che compensa la riduzione dei ricavi riconducibili alla attività di trasmissione e dispacciamento (- Euro 1.566.414 mila).

L'ammontare di Euro 23.839.182 mila indicato si riferisce principalmente a:

- alle vendite di energia effettuate verso le aziende di distribuzione per Euro 12.493.794 mila (+ 5,7% rispetto al 2005);
- ai ricavi per contratti differenziali sottoscritti ai fini della copertura contro il rischio di oscillazione dei prezzi dell'energia Euro 1.944.093 mila (- 5,2% rispetto al 2005);

- alle vendite agli altri operatori elettrici effettuate sul MGP e MA Euro 5.600.739 mila (+ 37,2% rispetto al 2005);
- ai contributi da CCSE a copertura degli oneri netti relativi alla compravendita di energia CIP 6 Euro 3.491.629 mila (+ 15,6% rispetto al 2005).

Gli incrementi di immobilizzazioni per lavori interni evidenziati nel 2005 si riferivano alle capitalizzazioni di costi del personale impiegato in attività di sviluppo e progetti quasi esclusivamente afferenti ad attività di trasmissione e dispacciamento non più svolte nel 2006.

La voce altri ricavi e proventi Euro 94.875 mila, che come nel precedente esercizio si riferisce quasi esclusivamente a sopravvenienze attive che trovano contrapposizione nell'ambito di sopravvenienze passive in quanto riferite a partite economiche correlate, si riduce sensibilmente rispetto al 2005 (- Euro 166.796 mila).

Nell'ambito dei costi operativi una parte significativa è rappresentata dai costi dell'energia acquistata dal GME per Euro 12.892.737 mila sul MGP e MA, con un incremento rispetto allo scorso esercizio del 25%, riconducibile ad un aumento del prezzo medio di acquisto (PUN). Sempre nella stessa voce sono ricompresi (Euro 6.852.247 mila) i costi relativi agli acquisti di energia CIP 6 che si incrementano (+ Euro 703.274 mila) rispetto allo scorso anno a seguito sia dell'aumento del costo unitario medio di acquisto che dell'onere associato ai contratti differenziali per la cessione dell'energia CIP 6. Il residuo è riferibile agli acquisti di energia effettuati da AU e regolati da contratti bilaterali.

Nell'ambito della voce servizi (Euro 1.058.857 mila) sono ricompresi principalmente i costi sostenuti per i corrispettivi di bilanciamento (servizio interrompibilità, capacità produttiva, diritti di utilizzo della capacità di trasporto, ecc. uplift) riconosciuti a TERNA.

La voce canoni proprietari di RTN rileva l'onere per la remunerazione della RTN riconosciuto a TERNA, in relazione alla energia CIP 6 transitata sulla RTN. La

rilevante riduzione rispetto al precedente esercizio è da ricondurre al ruolo svolto allora dalla Capogruppo che in qualità di gestore della rete provvedeva a intermediare la remunerazione ai proprietari di tutta l'energia transitata sulla RTN in base alle disposizioni di cui alla Delibera 05/04.

Il costo del lavoro pari a Euro 26.818 mila si riduce notevolmente rispetto al precedente anno a seguito della contrazione nella numerica della forza lavoro. Ad una consistenza media del personale del Gruppo pari a 801 risorse nel 2005 si è passati a 364 risorse a seguito della cessione di un ramo di azienda da parte della capogruppo.

Nei costi operativi sono incluse sopravvenienze passive che si bilanciano sia con le sopravvenienze attive che con componenti specifiche di ricavo destinate alla loro copertura (oneri acquisti energia CIP 6 coperti da contributi CCSE attraverso la componente A3).

Il margine operativo lordo ammonta a Euro 26.477 mila; il valore negativo del precedente anno scontava gli effetti della Delibera AEEG 79/06 più ampiamente decritta nel precedente paragrafo "DELIBERA AEEG N. 79 DEL 12 APRILE 2006".

Rispetto all'anno 2005 il valore degli ammortamenti (Euro 4.663 mila) si riduce di Euro 11.099 mila a seguito della elevata riduzione del capitale investito in immobilizzazioni quale conseguenza della citata cessione del ramo d'azienda.

L'ammontare della quota accantonata nel Fondo svalutazione crediti di Euro 8.500 mila (Euro 3.852 mila nel 2005) si riferisce esclusivamente alle criticità di incasso di alcune specifiche posizioni creditorie, per le quali sono state avviate azioni di recupero, inerenti le attività di conguaglio delle cessate attività di trasmissione e dispacciamento svolte dal GSE fino al 31 ottobre 2005.

L'accantonamento per rischi ed oneri di Euro 6.466 mila (Euro 37.137 mila nel 2005) si riferisce principalmente all'accantonamento al fondo oneri per certificati verdi (Euro 5.014 mila), per la quota di competenza dell'esercizio, effettuato da AU.

Il risultato operativo, a fronte di ammortamenti e accantonamenti pari a Euro 19.647 mila, ammonta a Euro 6.830 mila.

I proventi finanziari netti pari a Euro 14.534 mila si riferiscono principalmente agli interessi maturati sulle liquidità dei depositi bancari.

Gli oneri straordinari netti (Euro 543 mila) sono composti principalmente da oneri per accantonamenti relativi all'incentivazione all'esodo anticipato di personale al netto delle minori imposte dovute in sede di liquidazione definitiva della dichiarazione dei redditi dell'esercizio

2005. Nel precedente esercizio evidenziava la plusvalenza realizzata dalla cessione del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e spacciamento.

La voce imposte sul reddito dell'esercizio di Euro 7.390 mila, comprende imposte correnti (Euro 6.801 mila), imposte differite passive (Euro 6.883 mila) e imposte anticipate (- Euro 6.294 mila).

Il risultato di esercizio di gruppo ammonta a Euro 13.431 mila.

La situazione patrimoniale del Gruppo esistente al 31 dicembre 2006 è sintetizzata nel seguente prospetto:

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO RICLASSIFICATO

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Immobilizzazioni nette			
Immobilizzazioni immateriali	4.650	4.523	127
Immobilizzazioni materiali	37.914	37.219	695
Immobilizzazioni finanziarie:			
– altri crediti	957	729	228
Totale	43.521	42.471	1.050
Capitale circolante netto			
Crediti verso clienti	3.911.645	3.868.393	43.252
Crediti netti verso CCSE	1.505.501	842.554	662.947
Ratei, risconti attivi e altri crediti	3.350	8.122	(4.772)
Debiti verso fornitori	(4.752.772)	(4.928.166)	175.394
Ratei, risconti passivi e altri debiti	(311.773)	(284.713)	(27.060)
Crediti/(Debiti) tributari per IVA e altre imposte	10.490	(76.143)	86.633
Totale	366.441	(569.953)	936.394
Fondi diversi	(81.938)	(80.741)	(1.197)
CAPITALE INVESTITO NETTO	328.024	(608.223)	936.247
Patrimonio netto	122.444	113.569	8.875
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette:			
Debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
Indebitamento /(Disponibilità) finanziarie nette a breve termine	192.669	(734.703)	927.372
Totale	205.580	(721.792)	927.372
FONTI DI FINANZIAMENTO	328.024	(608.223)	936.247

Le immobilizzazioni immateriali si incrementano di Euro 127 mila per effetto dell'attività di investimento realizzata nell'anno pari a Euro 2.581 mila al netto degli ammortamenti. Le immobilizzazioni materiali nette, riferite principalmente al fabbricato che ospita la sede di tutte le Società del gruppo, oltre che ai siste-

mi e infrastrutture informatiche, si incrementano per Euro 695 mila per effetto di nuovi investimenti, pari a Euro 2.962 mila, al netto della quota relativa agli ammortamenti dell'anno.

Le immobilizzazioni finanziarie sono relative principalmente ai prestiti concessi al personale dipendente.

Di particolare evidenza risulta la variazione del capitale circolante netto rispetto allo scorso anno. Difatti mentre nel 2005 il capitale circolante netto evidenzia un valore negativo di Euro 569.953 mila, a fine anno 2006 risulta positivo per Euro 366.441 mila con un incremento di Euro 936.394 mila. Di tale variazione l'ammontare di Euro 662.947 mila è dovuto all'aumento del credito verso la CCSE, per effetto della crescita dei costi per acquisti energia CIP 6 dell'anno non compensati da un adeguato gettito della componente A3.

La voce ratei e risconti e altri debiti comprende partite legate all'energia per le quali si è in attesa che venga disposta dalla AEEG la loro destinazione, depositi cauzionali e contratti differenziali.

Il valore relativo alle partite tributarie è da ricondurre

agli acconti IRES e IRAP versati e la variazione rispetto allo scorso esercizio è dovuta alla riduzione della posizione di debito IVA presente nel 2005.

I fondi non evidenziano significative variazioni.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio al netto del dividendo erogato al MEF.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2006 evidenzia un indebitamento netto di Euro 205.580 mila. Al 31 dicembre 2005 la società disponeva di una liquidità netta pari a Euro 721.792 mila. L'attuale situazione discende dalle citate esigenze di finanziamento del capitale circolante netto come peraltro chiaramente rappresentato nel prospetto di rendiconto finanziario seguente:

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO

Euro mila	2006	2005
Disponibilità finanziarie nette iniziali	734.703	352.972
Flusso finanziario da (per) attività operativa		
Utile netto dell'esercizio	13.431	20.799
Ammortamenti	4.662	15.762
Incrementi/(decrementi) fondi	1.197	17.751
Totale	19.290	54.312
Variazione del capitale circolante netto	(936.394)	281.489
Flusso finanziario operativo	(917.104)	335.801
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie	(2.808)	(14.736)
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(2.962)	(16.815)
Svalutazioni, disinvestimenti, ecc.	57	87.693
Totale	(5.713)	56.142
Flusso finanziario da (per) attività di finanziamento		
Pagamenti dividendi	(4.555)	(10.212)
Totale	(4.555)	(10.212)
Flusso finanziario del periodo	(927.372)	381.731
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie finali	(192.669)	734.703

Con riferimento alla situazione esistente al 31 dicembre 2006 si può osservare che l'assorbimento di flussi finanziari è determinato dalla variazione del capitale circolante netto (Euro 936.394 mila), mentre l'assorbi-

mento di risorse per investimenti si riduce rispetto allo scorso esercizio a seguito del venir meno delle attività di trasmissione e dispacciamento caratterizzata da una elevata intensità degli investimenti.

FATTI DI RILIEVO INTERVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

D.LGS. 08/02/2007 N. 20 "ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA 2004/8/CE SULLA PROMOZIONE DELLA COGENERAZIONE BASATA SU UNA DOMANDA DI CALORE UTILE NEL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA, NONCHÉ MODIFICA ALLA DIRETTIVA 92/42/CEE"

Il D.Lgs. 8 febbraio 2007 n. 20, concede alla cogenerazione ulteriori benefici da definire con apposito decreto. E' probabile che l'incremento riguardi, principalmente, gli impianti di piccola cogenerazione (potenza inferiore ad 1 MW) e quelli di microcogenerazione (potenza minore di 50 kW), ai quali la normativa vigente riconosce particolari facilitazioni. E' inoltre da attendersi un rapido sviluppo di impianti di cogenerazione associati a teleriscaldamento. Per tali impianti, infatti, il decreto conferma i benefici previsti dalla legislazione precedente (rilascio di CV), ma soltanto al verificarsi di alcune condizioni: tra queste, l'entrata in esercizio entro il 2008. Da segnalare, infine, che il decreto affida al GSE il compito di redigere un rapporto sul potenziale nazionale di sviluppo della cogenerazione ad alto rendimento.

DM 19/02/2007- "CRITERI E MODALITÀ PER INCENTIVARE LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA MEDIANTE CONVERSIONE FOTOVOLTAICA DELLA FONTE SOLARE, IN ATTUAZIONE DELL'ART. 7 DEL D.LGS. 29/12/2003, N. 387"

Per superare la fase di stallo, determinatasi con il raggiungimento della potenza annuale incentivabile, l'MSE già agli inizi dell'autunno 2006, aveva annunciato l'emanazione di un nuovo Decreto, che è entrato in vigore il 24 febbraio 2007.

Le modifiche più significative e innovative, rispetto ai precedenti decreti, riguardano i seguenti aspetti:

- abolizione della fase istruttoria preliminare che porta all'ammissione alle tariffe incentivanti; gli impianti dovranno essere realizzati e collegati alla

rete prima dell'invio al GSE della richiesta di accesso agli incentivi;

- maggiore articolazione delle tariffe con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate nelle strutture o edifici;
- abolizione del limite annuo di potenza incentivabile, sostituito da un limite massimo cumulato della potenza, incentivabile ai sensi del nuovo decreto, pari a 1.200 MW;
- introduzione di un premio per impianti fotovoltaici abbinati ad un uso efficiente dell'energia.

Gli impianti fotovoltaici, che accederanno agli incentivi ai sensi del nuovo decreto, avranno diritto, sempre per la durata di venti anni, ad una tariffa articolata secondo le classi di potenza.

L'obiettivo nazionale, dichiarato nel DM, è l'istallazione di una potenza complessiva di 3000 MW entro il 2016. Parallelamente alla fase di erogazione delle tariffe, è prevista l'effettuazione di sopralluoghi a campione sugli impianti, per verificare in loco l'esistenza o il permanere dei requisiti necessari per la fruizione degli incentivi. Tale attività è entrata a regime nei primi mesi del 2007, anno in cui si prevede di effettuare circa 300 verifiche sugli impianti.

Accanto alle citate attività, direttamente collegate allo sviluppo delle singole iniziative, il GSE è chiamato a svolgere anche un compito di monitoraggio sull'andamento complessivo del meccanismo d'incentivazione, che prevede l'elaborazione di un rapporto annuale da trasmettere ai Ministeri competenti, all'AEEG, alle Regioni e alle Province autonome.

RICHIESTE INPS IN TEMA DI OBBLIGHI CONTRIBUTIVI

La Capogruppo GSE nel corso dell'anno ha ricevuto richiesta da parte dell'INPS circa la corresponsione di importi relativi ad obblighi contributivi relativi a:

- Disoccupazione involontaria (DS);
- Mobilità;
- Maternità;

- Cassa Integrazione Guadagni ordinaria (CIG);
- Cassa Integrazione Guadagni straordinaria (CIGS).

Recependo la richiesta del GSE il Ministero del Lavoro con decreto del 6 marzo 2007 ha riconosciuto la stabilità di impiego per i lavoratori dipendenti e di conseguenza l'esonero dal pagamento dei contributi di disoccupazione e mobilità.

Relativamente alla richiesta dei contributi per la maternità si rimanda a quanto commentato nella nota integrativa nell'ambito del fondo contenzioso e rischi diversi.

Per la richiesta relativa alla CIG e CIGS si è proceduto a segnalare all'INPS che GSE rientrava nel disposto previsto dalla circolare INPS n. 63 del maggio 2005 nella parte in cui si afferma l'esonero al pagamento dei contributi per le società che, seppur nella veste societaria di S.p.A., hanno mantenuto la proprietà pubblica del loro azionariato. Per effetto di ciò sono stati riconosciuti i codici di esonero.

DELIBERA AEEG N. 73/07 DEL 27 MARZO 2007 "MODIFICAZIONI ALLE DISPOSIZIONI DELLA DELIBERA AEEG 111/06 AL FINE DELL'AVVIO DEI NOSTRI SISTEMI DI REGISTRAZIONE DEGLI ACQUISTI E DELLE VENDITE A TERMINE E DEI RELATIVI PROGRAMMI"

Con tale provvedimento, l'AEEG ha deliberato le modalità relative alla nuova piattaforma informatica nella Borsa elettrica per la registrazione degli acquisti e delle vendite di energia elettrica a termine e dei relativi programmi di immissione e di prelievo. Al fine di consentire un avvio ordinato e graduale dell'operatività della piattaforma, gli operatori potranno accreditarsi a partire dal 1° aprile 2007 e registrare le transazioni a partire dalla medesima data con valenza dal 1° maggio 2007. La piattaforma, già introdotta dalla Delibera 111/06 del giugno scorso, garantirà il coordinamento delle posizioni in

acquisto/vendita negoziate dagli operatori con la fase di esecuzione fisica attraverso una disciplina ordinata, certa e dotata delle necessarie flessibilità per rendere eseguibili i diversi tipi di transazione stipulate a termine sui mercati, organizzati od "over the counter" (OTC).

SVILUPPO DELLA DELIBERA AEEG N. 79 DEL 12 APRILE 2006

Il Consiglio di Amministrazione del GSE in data 26 aprile 2006, contestualmente alla redazione del progetto del bilancio, poi approvato dall'Assemblea ordinaria in data 13 giugno 2006, ha deliberato di ricorrere al TAR della Lombardia avverso la citata Delibera 79/06 art.1 al fine di verificarne la legittimità.

In merito al ricorso, il TAR con sentenza del 19 dicembre 2006, pubblicata in data 16 gennaio 2007, si è espresso ha favore del GSE annullando il provvedimento impugnato.

Successivamente, in data 29 marzo 2007 è stato notificato al GSE il ricorso in appello dell'AEEG al Consiglio di Stato al fine di annullare la sentenza del TAR sulla Delibera 79/06.

Nell'attesa del giudizio sull'appello da parte del Consiglio di Stato non si è ritenuto di dover considerare nel bilancio 2006 gli effetti positivi della sentenza del TAR della Lombardia circa l'annullamento della Delibera 79/06, nel rispetto del principio della prudenza, ex art. 2423-bis del Codice Civile, non essendo ancora definitivo il grado di giudizio amministrativo.

**DELIBERA AEEG N. 82 DEL 29 MARZO 2007
“DETERMINAZIONE DELLE MODALITÀ DI
ADEGUAMENTO DEL PREZZO DI ASSEGNAZIONE
DI CUI ALL'ARTICOLO 3, COMMA 4, DEL DECRETO
DELL'MSE 14 DICEMBRE 2006 E DEL PREZZO DI
CUI ALL'ARTICOLO 5, COMMA 2, DEL DECRETO
DELL'MSE 15 DICEMBRE 2006”**

La Delibera ha fornito le modalità per il calcolo dell'aggiornamento per ciascun trimestre del 2007, a partire dal secondo, sia del prezzo di assegnazione dell'energia CIP 6 sia del prezzo di cessione ad AU dell'import pluriennale.

**DETERMINAZIONE DEL 5 APRILE 2007 DEL
DIRETTORE DELLA DIREZIONE MERCATI
DELL'AEEG**

La determinazione riguarda l'approvazione dei corrispettivi e la conformità delle disposizioni tecniche di funzionamento e delle modifiche al regolamento proposte dal GME per l'avvio della Piattaforma Conti Energia a Termine.

**DELIBERA AEEG N. 97 DEL 24 APRILE 2007
“RICONOSCIMENTO DEI COSTI DERIVANTI AL
GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI S.P.A. DALLE
ATTIVITÀ PREVISTE PER IL SOGGETTO
ATTUATORE IN MATERIA DI INCENTIVAZIONE
DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA
IMPIANTI FOTOVOLTAICI, AI SENSI DELL'ART.7
DELLA DELIBERA 188/05”**

La delibera, pubblicata sul sito internet dell'AEEG in data 27 aprile 2007, ha riconosciuto i costi sostenuti dalla Società per l'espletamento delle attività previste per il soggetto attuttore dal decreto ministeriale 28 luglio 2005, dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006 e dalla Delibera 188/05 negli anni 2005

e 2006, nella misura pari a Euro 5,1 milioni, chiudendo così il procedimento avviato dall'articolo 7 della Delibera 188/05 che prevedeva che fossero indicati, con successivo provvedimento dell'AEEG, le modalità e i criteri secondo cui riconoscere i costi sostenuti dal GSE.

L'AEEG ha sostanzialmente ritenuto che il corrispettivo, fissato precedentemente in acconto dalla Delibera 27/06 unitamente agli altri ricavi ed al risultato della gestione finanziaria per l'anno 2006, fosse sufficiente anche alla copertura dei costi relativi alle nuove attività svolte dalla Società quale soggetto attuttore dell'incentivazione del fotovoltaico.

La delibera ha dunque confermato a titolo definitivo il corrispettivo definito in acconto della Delibera 27/06, pari a Euro 28,4 milioni, a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento della Società per l'anno 2006.

**AGGIORNAMENTO PREZZI DI CESSIONE
PRODUTTORI CIP 6 CONGUAGLIO ANNO 2006 ED
ACCONTO ANNO 2007**

In base a quanto previsto dal provvedimento CIP 6/92 e dalla Delibera AEEG 81/99 e dalle relative norme collegate, in materia di determinazione dei prezzi di cessione dell'energia prodotta con impianti a fonti rinnovabili ed assimilate, la CCSE ha provveduto ad aggiornare i citati prezzi di cessione a valere a conguaglio per l'anno 2006 (+20,6%) ed in acconto per l'anno 2007 tramite pubblicazione sul proprio sito internet effettuata il 30 aprile 2007.

**SVILUPPO DELLA DELIBERA AEEG N. 249 DEL 15
NOVEMBRE 2006**

L'AEEG, ad esito di una consultazione pubblica, ha adottato la Delibera 249/06 in materia di aggiorna-

mento, per l'anno 2007, del costo evitato di combustibile (componente CEC) per gli impianti CIP 6 resosi necessario in quanto, a decorrere dal 1° gennaio 2007, è venuto meno lo strumento contrattuale (accordo Snam/Confindustria) in base al quale era disciplinato detto aggiornamento fino al 31 dicembre 2006.

Tale aggiornamento, ritenuto dall'AEEG coerente con l'attuale struttura dei costi del mercato del gas naturale, comporta anche una riduzione degli oneri afferenti la componente A3 della tariffa elettrica.

Si segnala che il TAR della Lombardia con provvedimenti datati 9 maggio 2007 ha accolto alcuni ricorsi contro la Delibera 249/06 dell'AEEG avanzati da produttori di energia elettrica CIP 6. L'annullamento della

delibera comporterebbe per il GSE un maggior onere per l'acquisto dell'energia CIP 6 che, seppure economicamente passante a livello di gestione operativa, potrebbe determinare un ulteriore peggioramento della situazione finanziaria in mancanza di un adeguamento dell'attuale regime tariffario della componente A3.

Larderello (Pisa) • Centrale geotermoelettrica Larderello 3



EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI

Nel corso del 2007 continueranno le attività già svolte nell'anno 2006, con un sensibile incremento nell'ammontare dei contributi erogati agli impianti fotovoltaici, che, come disposto dall'AEEG, troveranno copertura nella componente A3.

Ai primi di giugno 2007 è previsto il pagamento ai produttori CIP 6 del conguaglio per la revisione prezzi relativa all'anno 2006 che attualmente è valutato in bilancio pari a Euro 660.800 mila. L'erogazione di tali conguagli seppur economicamente neutra, in mancanza di adeguamento della componente A3, determinerà un ulteriore incremento del disavanzo finanziario in considerazione del disallineamento temporale delle entrate relative alla componente A3 e delle uscite. Si renderà pertanto più consistente il ricorso all'utilizzo delle linee di credito esistenti, con un aggravio in termini di oneri finanziari, della gestione economica.

Inoltre per effetto della Delibera 162/06 GSE dovrà versare, entro e non oltre il 31 luglio 2007, l'ammontare di circa Euro 37,5 milioni ai proprietari RTN rivenienti dai corrispettivi relativi alla capacità di trasporto (CCT) degli anni precedenti.

La società continuerà inoltre ad essere impegnata nella gestione della fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento delle attività di trasmissione e dispacciamento cedute con il ramo di azienda a TERN, in ragione del principio che sono a carico del GSE tutti i fatti economicamente riconducibili al periodo ante 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda.

Relativamente agli aspetti di copertura dei costi per le attività svolte dalla società, si ricorda che la Delibera 203/06 dell'AEEG ha fissato per l'anno 2007, in acconto e salvo conguaglio, il valore dei costi riconosciuti al GSE pari a Euro 31,6 milioni, rinviando ad un successivo provvedimento, da adottarsi nell'ambito del procedimento avviato con la Delibera 290/05, la definizione delle modalità di riconoscimento, secondo

criteri che incentivino il recupero di efficienza, dei costi di funzionamento della società. Il gettito tariffario sarà raccolto, sempre ai sensi della Delibera 203/06, tramite la componente tariffaria A3 mentre nei precedenti esercizi la remunerazione della società era costituita da parte del corrispettivo di trasporto.

ACQUIRENTE UNICO

L'Acquirente Unico ha organizzato alla fine del 2006 delle aste competitive per l'assegnazione sia di contratti bilaterali fisici di importazione di energia elettrica, dalla frontiera svizzera e slovena, per l'anno 2007, sia di contratti bilaterali con controparti elettriche con validità nell'anno 2007. Sempre nel 2006 la società ha, inoltre, partecipato alla procedura di vendita di energia elettrica all'ingrosso per il 2007, denominata "Operazione Più Energia" (OPE), organizzata da ENEL Trade e alla procedura di assegnazione di capacità produttiva virtuale (VPP) per l'anno 2007 organizzata da ENEL Produzione aggiudicandosi in entrambi i casi quantità di energia per prodotti Baseload, Peak e Off-Peak Load.

La Delibera 321/06 ha definito, con riferimento all'anno 2007, il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto alla società AU per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica, pari a Euro 8 milioni.

GESTORE DEL MERCATO ELETTRICO

Con riferimento al mercato elettrico, la Delibera AEEG 111/06, successivamente modificata ed integrata con Delibera 253/06 e Delibera 73/07, ha modificato, limitatamente alle transazioni riferite a periodi rilevanti a partire dal 1° maggio 2007, le modalità di registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica attraverso l'introduzione di un "sistema per conti di energia" (Piattaforma Conti Energia a

Termine- PCE) che sostituisce l'attuale piattaforma dei bilaterali (PAB).

La Delibera 111/06 ha individuato nel GME il soggetto deputato alla gestione della PCE assumendo il ruolo di controparte delle partite economiche (CCT) che sorgono in capo agli operatori che registrano transazioni sulla stessa.

Relativamente ai mercati per l'ambiente, a partire dal 2 aprile 2007 è stato avviato il mercato volontario delle unità di emissione di CO₂, gestito dal GME. Tale mercato fa parte degli strumenti utili al rispetto degli impegni posti dal Protocollo di Kyoto per il taglio delle emissioni di CO₂ responsabili dei mutamenti climatici.

Sono soggetti ai limiti di emissione oltre 12 mila impianti industriali europei che svolgono le seguenti attività: attività energetiche (termoelettrico, impianti di combustione con potenza superiore ai 20 MW, raffinerie), produzione e trasformazione di metalli ferrosi, produzione di cemento, calce, vetro, ceramica e carta. L'avvio del mercato offre alle imprese italiane la possibilità di operare sulla nuova borsa al fine di ottimizzare i programmi di contenimento delle emissioni nocive all'ambiente. Il GME, sfruttando il know-how acquisito attraverso l'organizzazione e la gestione del mercato dei CV e del mercato dei TEE, ha predisposto una sede di negoziazione che è organizzata secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra gli operatori.

Il Mercato delle Unità di Emissione del GME offre un sistema di corrispettivi tra i più competitivi in Europa, sia per quanto riguarda il corrispettivo annuale fisso (che per il primo anno è nullo e successivamente è pari a Euro 2.500), sia per il corrispettivo variabile, pari a Euro 0,0025 per ogni quota negoziata.

Ai sensi del Decreto dell'MSE del 16 novembre 2006, a partire dal 1° gennaio 2007, sono inoltre variati i corrispettivi variabili per la partecipazione al mercato elettrico mentre sono rimasti invariati il corrispettivo di ammissione e quello fisso annuo. In particolare, i

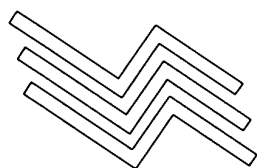
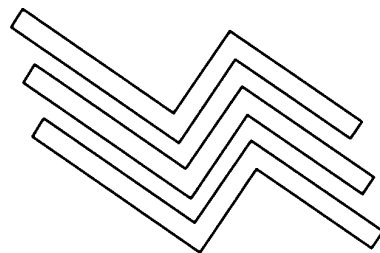
corrispettivi variabili risultano pari a:

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

Volturino (Foggia) • Parco eolico

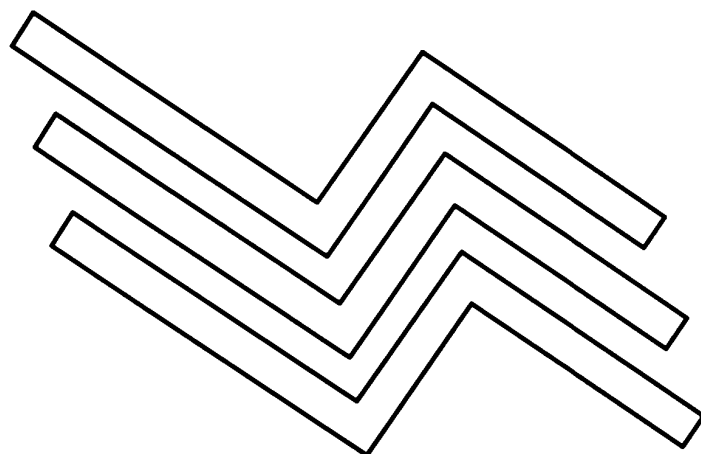


PAGINA BIANCA



Schemi bilancio consolidato

**Stato patrimoniale
Conto economico**



STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO - ATTIVO

Euro mila	31.12.2006		31.12.2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI		-		-	-
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immateriali					
1) Costi di impianto e di ampliamento	9		16		(7)
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	3.187		2.845		342
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	48		71		(23)
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	350		581		(231)
7) Altre	1.056		1.010		46
		4.650		4.523	127
II. Materiali					
1) Terreni e fabbricati	28.968		29.467		(499)
2) Impianti e macchinario	3.563		3.490		73
3) Attrezzature industriali e commerciali	41		42		(1)
4) Altri beni	4.927		4.193		734
5) Immobilizzazioni in corso e acconti	415		27		388
		37.914		37.219	695
III. Finanziarie					
2) Crediti:					
d) verso altri	118		84		228
		957		729	
Totale Immobilizzazioni		43.521		42.471	1.050
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
I. Rimanenze		-		-	-
II. Crediti					
1) Verso clienti	3.911.645		3.868.393		43.252
4 bis) Crediti tributari	15.836		8.045		7.791
4-ter) Imposte anticipate	1.899		720		6.294
5) Verso altri	2.603		7.681		(5.078)
6) Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.507.030		859.595		647.435
		5.444.378		4.744.684	699.694
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
6) Altri titoli	-		150.879		(150.879)
				150.879	
IV. Disponibilità liquide					
1) Depositi bancari e postali	328.940		583.811		(254.871)
3) Danaro e valori in cassa	22		13		9
		328.962		583.824	(254.862)
Totale attivo circolante		5.773.340		5.479.387	293.953
D) RATEI E RISCONTI					
- Ratei attivi	268		-		268
- Risconti attivi	479		441		38
Totale ratei e risconti		747		441	306
TOTALE ATTIVO		5.817.608		5.522.299	295.309

STATO PATRIMONIALE CONSOLIDATO – PASSIVO

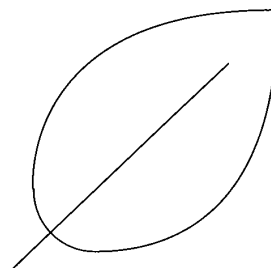
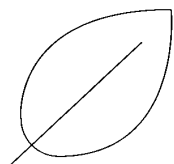
Euro mila	31.12.2006		31.12.2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) PATRIMONIO NETTO					
I. Capitale		26.000		26.000	-
IV. Riserva legale		3.668		3.428	240
VIII. Utili portati a nuovo		79.345		63.342	16.003
IX. Utile del Gruppo		13.431		20.799	(7.368)
Patrimonio Netto Consolidato del Gruppo		122.444		113.569	8.875
B) FONDI PER RISCHI E ONERI					
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	570		466		104
2) Per imposte, anche differite	7.096		213		6.883
3) Altri	67.674		74.047		(6.373)
Totale fondi per rischi ed oneri		75.340		74.726	614
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		6.598		6.015	583
D) DEBITI					
Esigibili oltre 12 mesi			Esigibili oltre 12 mesi		
4) Debiti verso banche:					
- per finanziamenti a medio e lungo termine	12.911		12.911	12.911	-
- per finanziamenti a breve termine	521.631		-	-	521.631
7) Debiti verso fornitori	4.752.772		4.928.166		(175.394)
12) Debiti tributari	12.610		85.158		(72.548)
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.068		1.129		(61)
14) Altri debiti	203.525		160.327		43.198
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.529		17.041		(15.512)
Totale debiti		5.506.046		5.204.732	301.314
E) RATEI E RISCONTI					
- Ratei passivi	149		149		-
- Risconti passivi	107.031		123.108		(16.077)
Totale ratei e risconti		107.180		123.257	(16.077)
TOTALE PASSIVO		5.695.164		5.408.730	286.434
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		5.817.608		5.522.299	295.309
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		3.194.879		2.956.931	237.948
Altri Conti d'ordine		41.052.764		40.817.035	235.729
Totale conti d'ordine		44.247.643		43.773.966	473.677

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO

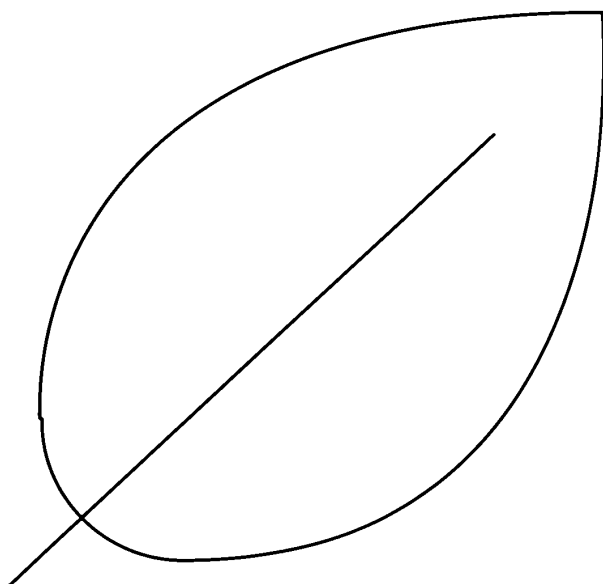
Euro mila	Esercizio 2006		Esercizio 2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	23.839.182		23.650.049		189.133
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-		5.119		(5.119)
5) Altri ricavi e proventi	94.875		261.671		(166.796)
Totale valore della produzione	23.934.057		23.916.839		17.218
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	22.689.200		22.083.464		605.736
7) Per servizi	1.058.857		776.215		282.642
8) Per godimento di beni di terzi	13.766		768.733		(754.967)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	19.215		42.746		(23.531)
b) Oneri sociali	5.243		11.772		(6.529)
c) Trattamento di fine rapporto	1.409		3.438		(2.029)
d) Trattamento di quiescenza e simili	20		194		(174)
e) Altri costi	931		1.585		(654)
	26.818		59.735		(32.917)
10) Ammortamenti e svalutazioni:					
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	2.436		9.391		(6.955)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	2.227		6.371		(4.144)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	18				18
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibilità liquide	8.500		3.852		4.648
	13.181		19.614		(6.433)
12) Accantonamenti per rischi	1.452		17.749		(16.297)
13) Altri accantonamenti	5.014		19.388		(14.374)
14) Oneri diversi di gestione	118.939		281.001		(162.062)
Totale costi della produzione	23.927.227		24.025.899		(98.672)
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)	6.830		(109.060)		115.890
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
16) Altri proventi finanziari:					
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	21		29		(8)
d) proventi diversi dai precedenti:					
- altri	17.540		19.046		(1.506)
	17.561		19.075		(1.514)
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	3.027		7.003		(3.976)
	3.027		7.003		(3.976)
Totale Proventi e oneri finanziari	14.534		12.072		2.462

Euro mila	Esercizio 2006		Esercizio 2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE		-		-	-
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- vari	1.041		3.324		(2.283)
- plusvalenza da cessione	-		135.399		(135.399)
		1.041		138.723	(137.682)
21) Oneri:					
- vari	1.584		6.033		(4.449)
		1.584		6.033	(4.449)
Totale delle partite straordinarie		(543)		132.690	(133.233)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		20.821		35.702	(14.881)
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(7.390)		(14.903)	7.513
23) Utile del Gruppo		13.431		20.799	(7.368)

PAGINA BIANCA



Nota integrativa



PAGINA BIANCA

STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

La data di riferimento del Bilancio consolidato, il 31 dicembre 2006, è quella della società Capogruppo GSE. Tutte le società incluse nel consolidamento hanno l'esercizio sociale coincidente con l'anno solare. I bilanci utilizzati per la redazione del Bilancio consolidato sono quelli predisposti dai Consigli di Amministrazione per le Assemblee degli Azionisti, opportunamente rettificati ove necessario, per uniformarli ai principi contabili omogenei di Gruppo. Il raccordo fra gli ammontare del patrimonio netto e del risultato d'esercizio, desumibili dal bilancio d'esercizio del GSE, e quelli risultanti dal consolidato alla stessa data è presentato nella nota a commento del patrimonio netto consolidato.

I valori sono tutti espressi in migliaia di euro.

AREA DI CONSOLIDAMENTO

L'area di consolidamento comprende la Capogruppo GSE e le due società AU e GME delle quali la stessa possiede l'intero capitale sociale ed esercita un controllo attraverso la totalità dei diritti di voto.

Denominazione	Attività	Sede Legale	Capitale Sociale	Quota % possesso
Acquirente Unico S.p.A.	Settore Elettrico	Roma	7.500	100
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.	Settore Elettrico	Roma	7.500	100

CRITERI E PROCEDURE DI CONSOLIDAMENTO

Le società controllate sono incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale.

I più significativi principi di consolidamento applicati sono i seguenti:

Il valore contabile della partecipazione nelle società controllate consolidate è eliminato a fronte del relativo patrimonio netto delle società partecipate secondo il metodo integrale.

Le partite di debito e credito, costi e ricavi derivanti da operazioni fra società del Gruppo sono state eliminate. Eventuali utili e perdite emergenti da operazioni tra società consolidate che non siano realizzati con operazioni con terzi, vengono eliminati.

I dividendi distribuiti all'interno del Gruppo sono eliminati dal conto economico e riattribuiti al patrimonio netto nella posta utili portati a nuovo.

CRITERI DI VALUTAZIONE

Per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2006 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del c.c., integrati dai principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, così come modificati dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) in relazione alla riforma del diritto societario e dai documenti emessi dallo stesso OIC. I principi ed i criteri di valutazione più significativi sono illustrati nel seguito.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione. L'ammortamento viene calcolato a quote costanti ed è determinato in base alla prevista utilità economica.

I costi di ricerca e sviluppo, sono stati capitalizzati previo consenso del collegio sindacale ed ammortizzati in un periodo non superiore a cinque esercizi a quote costanti.

I costi per i diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno sono ammortizzati sulla base di un periodo di presunta utilità futura di tre esercizi.

I marchi si riferiscono ai costi sostenuti per il loro acquisto e sono ammortizzati in un arco temporale di 10 anni.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al costo di acquisizione o di produzione, inclusivo anche dei costi accessori direttamente imputabili.

Gli ammortamenti sono stati calcolati sulla base delle aliquote economico-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi.

Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (ridotto dei soli ammortamenti) se vengono meno i presupposti della valutazione effettuata.

Sono di seguito indicate le principali aliquote di ammortamento economico-tecniche:

	Aliquote% economico-tec.
Fabbricati	2,5
Attrezzature industriali e commerciali	10
Stazioni di lavoro	20

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria, in quanto non modificativi della consistenza o della potenzialità delle immobilizzazioni, sono addebitati integralmente al conto economico dell'esercizio in cui sono sostenuti i costi di manutenzione aventi invece natura incrementativa, sono attribuiti ai relativi cespiti ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo del bene.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

Le immobilizzazioni finanziarie comprendono i crediti verso il personale per prestiti ai dipendenti registrati al loro valore nominale residuo.

CREDITI E DEBITI

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo e classificati fra le Immobilizzazioni finanziarie e Attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

I valori suddetti risultano dalla differenza tra i valori nominali dei crediti commerciali e il fondo svalutazione crediti portato in diretta diminuzione della corrispondente voce dell'attivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale; quelli per imposte correnti sono iscritti in base alle aliquote in vigore, applicate ad una realistica stima del reddito imponibile. Se le imposte da corrispondere sono inferiori ai crediti di imposta, agli acconti versati e alle ritenute subite, la differenza rappresenta un credito ed è iscritta nell'attivo dello stato patrimoniale.

ATTIVITÀ FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

Le partecipazioni e i titoli sono iscritti al minore tra il costo e il valore di mercato.

RATEI E RISCONTI

Comprendono quote di proventi ed oneri, comuni a più esercizi in funzione del principio della competenza economica e temporale.

FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi ed oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia, alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

TRATTAMENTO DI QUIESCENZA ED OBBLIGHI SIMILI

Accoglie le indennità sostitutive del preavviso relative al personale in servizio che ne abbia maturato il diritto, ai sensi del Contratto Collettivo di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

ALTRI FONDI PER RISCHI ED ONERI

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile - in base agli elementi a disposizione - al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura d'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO

E' stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, in conformità alle leggi ed ai contratti di lavoro in vigore e riflette la passività maturata nei confronti di tutti i dipendenti alla data di bilancio, al netto delle anticipazioni erogate agli stessi ai sensi di legge, nonché della parte destinata ai fondi pensione.

CONTI D'ORDINE

I criteri di valutazione ed il contenuto di tali conti sono conformi all'OIC 22.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi ed i relativi crediti sono iscritti in contabilità al momento in cui esiste una Delibera formale di erogazione da parte dell'ente concedente e sospesi nel conto economico, attraverso i risconti passivi, nell'attesa del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono. Al momento del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono sono iscritti in detrazione del valore dello stesso e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene.

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo ed iscritti nell'attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

DIVIDENDI

I dividendi erogati dalla Capogruppo sono contabilizzati nell'esercizio in cui l'Assemblea degli azionisti ne delibera la distribuzione.

RICAVI E COSTI

Sono rilevati in base al principio della prudenza e competenza economica e sono iscritti in bilancio al netto degli abbuoni e degli sconti.

I ricavi per le altre prestazioni e cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni stessi.

I ricavi e i costi per vendita di energia elettrica sono integrati con opportune stime in base all'applicazione dei provvedimenti di legge e dell'AEEG in vigore nel periodo di riferimento.

STRUMENTI FINANZIARI DI COPERTURA

Ai fini della gestione della compravendita di energia, la capogruppo e la controllata AU stipulano dei contratti derivati per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di mercato. Tali contratti sono posti in essere nello svolgimento della attività istituzionale della società e nel rispetto di quanto stabilito dagli specifici Decreti ministeriali emanati annualmente.

I differenziali di prezzo negativi o positivi, relativi ai contratti stipulati, vengono registrati per competenza nel conto economico, rispettivamente fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

I differenziali di prezzo, negativi o positivi, relativi ai contratti alle differenze (ad una ed a due vie), stipulati a copertura dal rischio di oscillazione dei prezzi sulla Borsa elettrica, come pure i premi maturati ai sensi di contratto (per i soli CFD a una via), vengono registrati per competenza nel conto economico fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

Ai sensi dell'art. 2427 bis e dell'art. 2428 del Codice Civile sono state riportate in specifici paragrafi della Nota Integrativa informazioni rilevanti relative ai contratti di copertura sottoscritti dalle società del Gruppo (GSE e AU). Più in particolare, si evidenzia che in una sezione specifica della Nota Integrativa sono compendiate le informazioni, relativamente a ciascuna tipologia di contratti differenziali in essere alla data di chiusura dell'esercizio, circa la valutazione a "fair value", calcolata alla stessa data, nonché i dati quantitativi rilevanti (in termini di sottostante e di nozionale).

Il valore corrente al 31 dicembre 2006 dei contratti differenziali è, infine, appostato in una voce specifica dei Conti d'ordine.

IMPOSTE SUL REDDITO D'ESERCIZIO

Le imposte correnti sul reddito d'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore e tenendo conto delle agevolazioni applicabili e dei crediti d'imposta spettanti.

In applicazione dell'OIC 25, vengono rilevate, qualora ne esistano i presupposti, imposte differite sulla base delle differenze di natura temporanea tra il risultato lordo civilistico e l'imponibile fiscale.

Se dal ricalcolo emerge un onere fiscale anticipato, esso viene iscritto in bilancio tra i crediti nei limiti in cui esista la ragionevole certezza del suo futuro recupero.

Le imposte anticipate sono iscritte alla voce "Crediti – imposte anticipate", le imposte differite alla voce "Fondo per imposte, anche differite".

STATO PATRIMONIALE ATTIVO**CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI**

Al 31 dicembre 2006 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI – EURO 43.521 MILA

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali i seguenti prospetti indicano, per ciascuna voce come previsto dall'art. 2427 Codice Civile, le loro movimentazioni.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI – Euro 4.650 mila

Il dettaglio della voce è il seguente:

Euro mila	Costi di impianto e di ampliamento	Costi di ricerca, di sviluppo e di pubblicità	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
Situazione al 31.12.2005							
Costo originario	31	-	15.297	100	581	2.868	18.877
Ammortamenti cumulati	(15)	-	(12.452)	(29)	-	(1.858)	(14.354)
Saldo al 31.12.2005	16	-	2.845	71	581	1.010	4.523
Movimenti esercizio 2006							
Incrementi	-	-	1.718	-	261	602	2.581
Passaggi in esercizio	-	-	412	-	(474)	62	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(7)	-	(1.788)	(23)	-	(618)	(2.436)
Svalutazioni	-	-	-	-	(18)	-	(18)
Saldo movimenti dell'esercizio 2006	(7)	-	342	(23)	(231)	46	127
Situazione al 31.12.2006							
Costo originario	31	-	17.427	100	350	3.532	21.440
Ammortamenti cumulati	(22)	-	(14.240)	(52)	-	(2.476)	(16.790)
Saldo al 31.12.2006	9	-	3.187	48	350	1.056	4.650

Costi di impianto e di ampliamento – Euro 9 mila

Si riferiscono alle spese relative alla costituzione delle società controllate. La voce si è ridotta rispetto al precedente esercizio per effetto della quota di ammortamento dell'anno (Euro 7 mila).

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno – Euro 3.187 mila

Gli investimenti dell'anno (Euro 1.718 mila) ed i passaggi in esercizio (Euro 412 mila) sono dovuti principalmente alla capitalizzazione dei costi sostenuti per:

- l'acquisizione del software per il registro dei titoli di efficienza energetica (Euro 223 mila) e per il mercato dei titoli di efficienza energetica (Euro 111 mila);
- licenze software per le server farms (Euro 197 mila);
- l'aggiornamento del software per la gestione dei contratti bilaterali (Euro 193 mila);
- lo sviluppo del sistema di metering per l'acquisizione delle letture dei contatori delle unità rilevanti di produzione CIP 6 (Euro 125 mila);
- acquisizione di programmi per la gestione dei progetti e del ciclo di vita del software (Euro 91 mila);
- la realizzazione dell'archivio UPN6 per la gestione dell'energia da destinare al mercato libero e vincolato ai fini del Settlement delle unità CIP 6 (Euro 76 mila);
- lo sviluppo del Settlement dell'energia per le unità Cip 6 miste, secondo la Delibera AEEG 112/06 (Euro 69 mila).

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili – Euro 48 mila

La voce, costituita principalmente dalla realizzazione del logo aziendale delle società del Gruppo, si è decresciuta (Euro 23 mila) per la quota di ammortamento dell'anno.

Immobilizzazioni in corso e acconti – Euro 350 mila

Gli incrementi avvenuti nell'esercizio 2006 riguardano l'avvio del progetto di aggiornamento tecnologico ed applicativo del sistema ERP "Oracle Applications" oltre alle spese inerenti il trasferimento del sistema dai server gestiti da TERNA a quelli del GSE.

Altre – Euro 1.056 mila

Nelle Altre immobilizzazioni immateriali, i nuovi investimenti ed i passaggi in esercizio si riferiscono principalmente a:

- sviluppo delle applicazioni, realizzate ed avviate in esercizio, per la gestione di tutte le fasi del processo di incentivazione al fotovoltaico (Euro 281 mila);
- completamento dell'applicazione GESMIN, per la gestione delle partite energetiche secondo la Delibera AEEG 34/05 (Euro 117 mila);
- completamento delle applicazioni RINNOVA e RICOGE, per la qualifica IAFR degli impianti e per il riconoscimento della cogenerazione (Euro 90 mila);
- realizzazione del sistema informativo geografico Atlasole relativo agli impianti fotovoltaici (Euro 39 mila).

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI – Euro 37.914 mila

La movimentazione dei beni materiali del Gruppo con le variazioni intercorse nell'esercizio 2006 è esposta nella seguente tabella:

Euro mila	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso ed accolti	Totale
Situazione al 31.12.2005						
Costo originario	33.651	3.707	93	6.485	27	43.963
Fondo ammortamento	(4.184)	(217)	(51)	(2.292)	-	(6.744)
Saldo al 31.12.2005	29.467	3.490	42	4.193	27	37.219
Movimenti dell'esercizio 2006						
Incrementi	347	274	9	1.917	415	2.962
Passaggi in esercizio	-	-	-	27	(27)	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(844)	(201)	(10)	(1.172)	-	(2.227)
Disinvestimenti netti	(2)	-	-	(37)	-	(39)
Saldo movimenti dell'esercizio 2006	(499)	73	(1)	735	388	696
Situazione al 31.12.2006						
Costo originario	33.996	3.981	102	8.391	415	46.885
Fondo ammortamento	(5.028)	(418)	(61)	(3.464)	-	(8.971)
Saldo al 31.12.2006	28.968	3.563	41	4.927	415	37.914

Terreni e fabbricati – Euro 28.968 mila

La voce, rispetto al precedente esercizio, si è incrementata per effetto di nuovi investimenti del periodo (Euro 347 mila) legati principalmente alla ristrutturazione dell'edificio che ospita sia la sede della società che delle controllate AU e GME, mentre il decremento è da imputare prevalentemente all'ammortamento e ai disinvestimenti dell'esercizio (Euro 846 mila).

Impianti e macchinario – Euro 3.563 mila

L'incremento della voce deriva da nuovi investimenti (Euro 274 mila) e riguarda principalmente la realizzazione degli impianti di condizionamento della server farm (Euro 34 mila), degli impianti antintrusione degli accessi (Euro 78 mila), la fornitura di un Interactive Voice Response per il call center fotovoltaico (Euro 35 mila), e la ristrutturazione e messa a norma degli altri impianti tecnologici della sede legale della società a seguito della ristrutturazione dell'edificio, mentre il decremento è relativo all'ammortamento dell'esercizio (Euro 201 mila).

Attrezzature industriali e commerciali – Euro 41 mila

La voce si riferisce principalmente ad attrezzature elettroniche di proprietà della Capogruppo.

Altri beni – Euro 4.927 mila

Gli incrementi del periodo (Euro 1.944 mila) si riferiscono alla fornitura degli apparati necessari per le applicazioni del fotovoltaico quali: server, sistema di storage e sistema di back-up; all'acquisizione di server per il trasferimento dei servizi informatici da TERNA; all'acquisto di sistemi hardware per l'adeguamento tecnologico del sistema informatico aziendale; all'acquisizione di hardware per il programma *Disaster Recovery* del sistema informatico per il mercato elettrico ed all'acquisto di mobili e arredi per l'edificio della sede legale della società.

I decrementi pari ad Euro 1.209 mila si riferiscono all'ammortamento dell'esercizio ed in minima parte ad alienazioni.

Immobilizzazioni in corso e acconti – Euro 415 mila

Il saldo di tale voce riguarda i costi sostenuti per lavori di ristrutturazione in corso di alcune parti dell'edificio sede legale del GSE e delle società controllate.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE – Euro 957 mila

La voce si riferisce ai crediti per prestiti ai dipendenti, remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e che vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

ATTIVO CIRCOLANTE – EURO 5.773.340 MILA**CREDITI – Euro 5.444.378 mila**

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

Crediti verso Clienti – Euro 3.911.645 mila

La composizione di tale saldo è riportata nel seguente prospetto:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
- vendita energia verso i distributori	2.433.313	2.608.454	(175.141)
- vendita energia su mercato elettrico	1.003.010	913.775	89.235
- corrispettivo di trasporto e dispacciamento	95.073	155.103	(60.030)
- componente A3 e contratti per differenza CIP 6	345.651	204.432	141.219
- altri crediti	75.632	19.163	56.469
Totale crediti verso clienti	3.952.679	3.900.927	51.752
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2006	(41.034)	(32.534)	(8.500)
Totale	3.911.645	3.868.393	43.252

I crediti verso i clienti risultano sostanzialmente in linea con i valori del 2005; la riduzione di quelli relativi al trasporto e dispacciamento è dovuta al venir meno, già al partire dal 1° novembre 2005, delle attività svolte dalla Capogruppo nella veste di gestore della RTN. Il valore presente è riferito agli esiti delle attività, tuttora in corso, di conguaglio degli anni passati.

L'incremento del credito per componente A3 è dovuto alla variazione del corrispettivo medio delle fatture emesse nel mese di dicembre 2006 rispetto a quelle emerse nel dicembre 2005.

I crediti sopra esposti sono nettati dal fondo svalutazione crediti esistente al 31.12.2006, che rispetto all'esercizio precedente si incrementa complessivamente per effetto degli accantonamenti dell'anno per Euro 8.500 mila (Euro 3.852 mila nel 2005). L'ammontare della quota accantonata si riferisce esclusivamente alle criticità di incasso di

alcune specifiche posizioni creditorie, per le quali sono state avviate azioni di recupero, inerenti le attività di conguaglio delle cessate attività di trasmissione e dispacciamento svolte dal GSE fino al 31 ottobre 2005. Tale fondo nel corso dell'esercizio non ha subito decrementi per utilizzi e risulta inoltre calcolato sulla base di apposite valutazioni analitiche, in relazione all'anzianità e allo status del credito (ordinario, di difficile recupero, ecc.).

La stima infatti è stata effettuata considerando sia il rischio specifico legato a particolari posizioni creditorie sia il rischio connesso alle perdite potenziali che potrebbero derivare dai mancati incassi dei crediti in essere al 31 dicembre 2006.

Crediti tributari – Euro 15.836 mila

I crediti tributari sono composti dal credito per IRES e IRAP risultanti dagli acconti versati nell'esercizio al netto della stima delle imposte dell'esercizio.

Imposte anticipate – Euro 7.264 mila

La movimentazione dei crediti per imposte anticipate, determinata in base alle aliquote vigenti, è di seguito evidenziata:

Euro mila	Imposte anticipate al 31.12.2005	Utilizzi 2006	Stanzamenti	Imposte anticipate al 31.12.2006
su Oneri per acquisto CV	970	(558)	6.852	7.264
Totale	970	(558)	6.852	7.264

L'incremento della posta rispetto al 2005 è dovuto a stanziamenti dell'esercizio 2006 relativi a differenze temporanee IRES (Euro 6.310 mila) ed IRAP (Euro 542 mila); tali importi si riferiscono essenzialmente ad accantonamenti temporaneamente indeducibili per acquisto CV di competenza 2006 e di esercizi precedenti. La stessa si decrementa per Euro 558 mila, a seguito dell'utilizzo nell'esercizio corrente del fondo per acquisto certificati verdi competenza 2005.

Crediti verso altri – Euro 2.603 mila

Si riferiscono principalmente ai crediti verso le amministrazioni straniere per il rimborso IVA pagata a stato estero (Euro 1.579 mila) e al credito vantato da GME verso TERNA (Euro 678 mila) per servizi resi sul mercato elettrico.

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 1.507.030 mila

L'importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della CCSE a titolo dei contributi di competenza dovuti al GSE per l'acquisto di energia CIP 6 - ai sensi della Delibera AEEG 20/2001 e successive modifiche ed integrazioni - oltre a quelli relativi alle iniziative legate alla produzione di energia fotovoltaica (Delibera AEEG 188/05). Rispetto all'esercizio precedente la voce presenta un incremento di Euro 647.435 mila legato all'incremento netto dei costi per acquisto energia CIP 6 di competenza dell'anno, non coperto dai ricavi relativi alla vendita, e da una insufficiente copertura della componente tariffaria A3, sia in termini di volumi del gettito che delle tempistiche di raccolta.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE – Euro 328.962 mila

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Depositi bancari	328.940	583.811	(254.871)
Denaro e valori in cassa	22	13	9
Totale	328.962	583.824	(254.862)

Le disponibilità alla data del 31 dicembre 2006 sono riferite a depositi di c/c; la riduzione rispetto allo scorso esercizio è motivata dal peggioramento della posizione finanziaria della capogruppo legato all'insufficienza del gettito della componente tariffaria A3.

RATEI E RISCOINTI ATTIVI – EURO 747 MILA

L'incremento complessivo della voce è legato prevalentemente ai ratei attivi rilevati da AU (euro 268 mila) per interessi di mora per ritardato pagamento da parte dei distributori.

Si sono rilevati inoltre fenomeni economici (premi assicurativi, servizi di assistenza e manutenzione informatica) relativi a diverse tipologie di contratto, che hanno reso necessaria la rilevazione a fine esercizio per competenza di risconti attivi. La voce risconti attivi si è mantenuta sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

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

Euro mila	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie				
Depositi in contanti presso terzi	-	-	5	5
Prestiti concessi ai dipendenti	118	397	437	952
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	118	397	442	957
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	3.911.645	-	-	3.911.645
Crediti tributari	15.836	-	-	15.836
Imposte anticipate	5.365	1.899	-	7.264
Crediti verso altri	2.603	-	-	2.603
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.507.030	-	-	1.507.030
Totale crediti del circolante	5.442.479	1.899	-	5.444.378
Totale	5.442.597	2.296	442	5.445.335

Relativamente alla ripartizione per area geografica, si segnala che i crediti, ad eccezione di quelli verso amministrazioni estere appartenenti alla UE per il rimborso IVA, sono tutti vantati nell'ambito territoriale italiano.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVO

PATRIMONIO NETTO – EURO 122.444 MILA

Il saldo è costituito da:

Euro mila	Capitale Sociale	Riserva legale	Utili portati a nuovo	Utile/(perdita) d'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2005	26.000	3.428	63.342	20.799	113.569
Destinazione dell'utile 2005:					
- a riserva legale	-	240	-	(240)	-
- a utili portati a nuovo	-	-	16.003	(16.003)	-
- distribuzione del dividendo controllante	-	-	-	(4.555)	(4.555)
Risultato netto dell'esercizio 2006:					
- Utile di esercizio	-	-	-	13.431	13.431
Saldo al 31.12.2006	26.000	3.668	79.345	13.431	122.444

CAPITALE SOCIALE – Euro 26.000 mila

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di un euro ciascuna.

RISERVA LEGALE – Euro 3.668 mila

Rappresenta la riserva legale della Capogruppo, che risulta pari al 14,10% del capitale sociale della stessa.

UTILI PORTATI A NUOVO – Euro 79.345 mila

La voce accoglie oltre alle riserve legali delle società controllate, gli utili conseguiti in esercizi precedenti dalle società del gruppo. E' altresì ricompreso l'importo di Euro 291 mila della società controllante relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da ENEL SpA a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

UTILE DEL GRUPPO – Euro 13.431 mila

La voce accoglie il risultato dell'esercizio 2006.

Di seguito si espone il raccordo tra patrimonio netto e utile della Capogruppo e i dati consolidati:

Euro mila	Risultato di esercizio 2006	Patrimonio netto al 31.12.2006	Risultato di esercizio 2005	Patrimonio netto al 31.12.2005
Bilancio GSE	8.016	92.895	4.795	89.434
Risultati conseguiti dalle società controllate	13.317	13.317	16.004	16.004
Riserve anni precedenti società controllate	-	16.222	-	8.131
Elisioni infragruppo	10	10	-	-
Elisioni dividendi	(7.912)	-	-	-
BILANCIO CONSOLIDATO	13.431	122.444	20.799	113.569

FONDI PER RISCHI E ONERI – EURO 75.340 MILA

La consistenza dei fondi è di seguito sintetizzata:

Euro mila	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	466	134	(30)	570
Fondo per imposte, anche differite	213	6.883	-	7.096
Altri fondi:				
- Fondo contenzioso e rischi diversi	43.481	1.452	(775)	44.158
- Fondo per acquisto certificati verdi	25.194	5.014	(11.168)	19.040
- Fondo oneri per incentivi all'esodo	5.353	-	(877)	4.476
- Altri fondi	19	-	(19)	-
Totale altri fondi	74.047	6.466	(12.839)	67.674
Totale fondi per rischi e oneri	74.726	13.483	(12.869)	75.340

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili – Euro 570 mila

Il fondo accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso e mensilità aggiuntive a favore del personale in servizio, che ha maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo di Lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Fondo imposte, anche differite – Euro 7.096 mila

Il fondo accoglie imposte differite relative agli ammortamenti eccedenti le aliquote economico tecniche effettuati in anni precedenti (Euro 213 mila) e alla deduzione extra-contabile di oneri per svalutazione dei crediti effettuata dalla controllata AU con finalità esclusivamente fiscale (Euro 6.883 mila).

Altri Fondi – Euro 67.674 mila

FONDO CONTENZIOSO E RISCHI DIVERSI – Euro 44.158 mila

Il fondo al 31 dicembre 2006 comprende i potenziali oneri relativi al contenzioso in corso, valutati sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni delle società del Gruppo sugli esiti dei contenziosi in corso, altri legati ai

rischi potenziali connessi con lo svolgimento di diverse attività operative, tutti ritenuti di probabile sostenimento, nonché gli oneri che si ritiene dover sostenere per la difesa avanti ai diversi organi di giudizio.

Per le vertenze per le quali un eventuale esito negativo non è ragionevolmente quantificabile, si rinvia al paragrafo “Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale”.

Il fondo al 31 dicembre 2006 è riferito alle seguenti tipologie di rischio:

AZIENDE DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (EMBEDDED)

Le società AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke hanno impugnato con separati ricorsi la lettera dell’Autorità del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, doveva essere considerata anche la quota di energia prodotta dagli impianti di produzione nella disponibilità dell’impresa produttrice – distributrice (cd. embedded generation) e destinata al mercato vincolato della medesima impresa. Dinanzi al TAR i ricorsi erano stati dichiarati irricevibili per motivi procedurali e, conseguentemente, le imprese hanno fatto ricorso al Consiglio di Stato. In data 9 aprile 2004, il Consiglio di Stato ha accolto i ricorsi presentati e ha annullato il provvedimento dell’AEEG del 25 giugno 2001.

In data 18 giugno 2004 la AEEG ha emanato la Delibera 91/04 con cui ha disposto di avviare un procedimento per la formazione di un provvedimento finalizzato a dirimere le controversie. Tale provvedimento è stato emanato da parte dell’AEEG stessa in data 8 marzo 2005 per mezzo della Delibera 40/05.

In data 26 gennaio 2005 alcune aziende distributrici hanno presentato ricorso avanti il Consiglio di Stato per l’esatta esecuzione del giudicato scaturente dalle sentenze (citare sopra) emesse dallo stesso Consiglio di Stato in data 9 aprile 2004; in data 24 maggio 2005 il Consiglio di Stato, avendo rilevato le Delibere AEEG 91/04 e 40/05, ha respinto il ricorso delle ricorrenti.

In data 18 maggio 2005 le medesime aziende di distribuzione (AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke) hanno impugnato la Delibera AEEG 40/05 di fronte al TAR Lombardia. In data 14 febbraio 2006 il Tribunale amministrativo ha emesso le sentenze con cui ha disposto l’annullamento della Delibera 40/05 nella parte in cui comprende, per gli anni 2000 e 2001, ai fini del computo dei costi di trasporto dell’energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, l’energia autoprodotta destinata al mercato vincolato.

Il TAR Lombardia ha comunque dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione la domanda di restituzione delle somme pagate al GSE.

In data 19 aprile 2006 le medesime aziende di distribuzione (AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke) hanno impugnato di fronte al Consiglio di Stato le sentenze del Tar Lombardia del 14 febbraio 2006. Il GSE si è costituito in data 18 maggio 2006.

SPOSTAMENTO ELETTRODOTTI

Sono pendenti due giudizi relativi alle richieste, basate sulla pretesa illegittimità degli atti posti a fondamento delle costituzioni di servitù di elettrodotto, avanzata dai proprietari di terreni in merito alla rimozione degli elettrodotti insistenti sugli stessi terreni a spese dei titolari delle linee e del GSE. In primo grado i giudizi si sono conclusi con pronunce a favore del GSE.

In un caso la parte soccombente ha proposto appello di fronte al Consiglio di Stato.

DISSERVIZI

Sono pendenti 6 giudizi, relativi a danni lamentati dalle imprese in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale.

CONTENZIOSO DEL LAVORO

Attualmente è pendente un numero esiguo di cause inerenti la Capogruppo essenzialmente problematiche d'inquadramento, ricomprensione degli straordinari nel TFR e l'applicazione di istituti previsti nella previdente normativa ENEL.

IMPORT

In relazione alle attività di assegnazione della capacità di importazione si segnala che risultano pendenti dinanzi alla Corte di Cassazione due giudizi originatisi in conseguenza della procedura import 2002 rispettivamente per l'assegnazione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest della capacità di trasmissione. Poiché prima il TAR Lombardia e poi il Consiglio di Stato hanno parzialmente accolto i ricorsi promossi, il GSE ha presentato ricorso in Corte di Cassazione.

Risultano ancora formalmente pendenti alcuni giudizi di impugnativa della Delibera AEEG 219/00 per l'assegnazione dell'anno 2001.

CIP 6

Sono pendenti di fronte al TAR Lombardia 9 ricorsi aventi ad oggetto la richiesta di annullamento della Delibera AEEG 188/06 in cui il GSE si è costituito ad adiuvandum dell'Autorità.

IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI E COGENERAZIONE

Sono pendenti due giudizi per mancato riconoscimento della fonte utilizzata per la produzione di energia quale fonte rinnovabile e altri due inerenti la qualificazione della energia ceduta al GSE ai sensi del Prov. CIP 6/92 (cessione destinata/cessione di eccedenze).

RICHIESTE INPS IN TEMA DI OBBLIGHI CONTRIBUTIVI

Sono state notificate cartelle esattoriali da parte dell'INPS alla Capogruppo GSE con le quali viene richiesto il pagamento del contributo di maternità posto a carico dei datori di lavoro con più di 50 dipendenti.

Avverso tali cartelle esattoriali si è provveduto a presentare appositi ricorsi al fine di richiedere il riconoscimento del possesso di requisiti che legittimano l'esonero.

FONDO PER ACQUISTO CERTIFICATI VERDI – Euro 19.040 mila

La voce accoglie lo stanziamento effettuato in applicazione del principio della competenza economica, in previsione degli oneri da sostenere per l'acquisto di certificati verdi, a fronte dell'importazione di energia attuata da parte della controllata AU negli esercizi 2005 e 2006.

FONDO ONERI PER INCENTIVI ALL'ESODO – Euro 4.476 mila

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari volti alla risoluzione con-

sensuale anticipata del rapporto di lavoro.

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno usufruito di tali incentivazioni ed il cui rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2006.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO – EURO 6.598 MILA

Euro mila	
Saldo al 31.12.2005	6.015
Accantonamenti	1.409
Utilizzi per erogazioni	(929)
Altri movimenti	103
Saldo al 31.12.2006	6.598

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2006 dal personale dipendente dovute ai sensi di legge, nettate delle anticipazioni concesse ai dipendenti per prestiti per acquisto prima casa, anticipo spese sanitarie e per acquisto azioni ENEL S.p.A. (quest'ultima concessa in occasione dell'offerta pubblica di azioni ENEL S.p.A. in data 2 novembre 1999, quando la Capogruppo faceva ancora parte del Gruppo ENEL).

L'utilizzo è rappresentato dalla ordinaria movimentazione connessa alla risoluzione del rapporto di lavoro, acquisto prima casa o anticipazioni per spese sanitarie.

DEBITI – EURO 5.506.046 MILA

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

Debiti verso banche – Euro 534.542 mila

Si riferiscono sia al finanziamento a tasso variabile che verrà rimborsato in unica soluzione nel mese di gennaio 2007, erogato da banca CREDIOP S.p.A. (Euro 12.911 mila), che ai debiti per linee di credito la cui apertura si è resa necessaria per far fronte al disavanzo finanziario generato dall'insufficiente adeguamento della Componente A3 rispetto alle uscite relative ai pagamenti delle forniture di energia CIP 6.

Debiti verso fornitori – Euro 4.752.772 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia CIP 6 e alle coperture poste in essere attraverso contratti differenziali ad una via, stipulati con alcuni produttori da parte della controllante AU e a debiti verso gli operatori del mercato elettrico per acquisto energia. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere.

Debiti tributari – Euro 12.610 mila

La voce rileva principalmente il debito verso l'Erario per IVA (Euro 7.502 mila) della capogruppo e, per la parte rimanente, il debito per le imposte delle singole società del Gruppo a carico dell'esercizio per IRES E IRAP (al netto degli acconti d'imposta versati).

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Euro 1.068 mila

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Debiti verso INPS	790	748	42
Debiti verso FOPEN	49	42	7
Debiti diversi	229	339	(110)
Totale	1.068	1.129	(61)

La voce è composta essenzialmente da debiti verso istituti di previdenza, assistenziali e assicurativi relativi a contributi a carico delle singole società del Gruppo, gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie maturate e non godute, nonché quelli relativi alle trattenute del personale dipendente.

Altri debiti – Euro 203.525 mila

La voce è composta essenzialmente da depositi cauzionali versati dagli assegnatari per bande CIP 6 (Euro 143.432 mila), dagli operatori del mercato dei CV (Euro 2.031 mila), dagli operatori del mercato elettrico (Euro 1.537 mila) e dagli operatori del mercato dei titoli di efficienza energetica (Euro 431 mila). Sono inoltre presenti debiti verso ENEL Distribuzione (Euro 4.987 mila) per importi da riconoscere a quest'ultima a fronte di partite relative al 1° trimestre 2004. Ciò a seguito della decisione del Consiglio di Stato del 16 gennaio 2006 che, con l'accoglimento dell'appello dell'AEEG avverso la sentenza del TAR di annullamento della Delibera 20/04, ha definitivamente confermato l'efficacia della stessa Delibera. L'effettiva regolazione della componente in oggetto potrà avere luogo nell'ambito del perfezionamento definitivo dei conguagli per l'esercizio 2004 nei confronti delle società di distribuzione.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 1.529 mila

La voce è composta principalmente dagli importi da riversare a CCSE relativi alla remunerazione degli oneri per il servizio di interrompibilità (Euro 196 mila), dai debiti per maggiorazioni varie A2, A4, A5, ecc. (Euro 93 mila) e da debiti derivanti da differenza prezzi su contratti di importazione ex art. 2 Delibera 163/03 (Euro 1.240 mila).

RATEI E RISCONTI PASSIVI – EURO 107.180 MILA

La voce è riferita principalmente ai risconti passivi relativi alla sospensione di alcune partite inerenti i corrispettivi per la capacità di trasporto (CCT – CCC – CCI), c.d. rendita di interconnessione (Del. 162/99) e la riconciliazione anno 2001 (DP), si riducono complessivamente di circa Euro 16.077 mila principalmente per l'effetto del-

l'utilizzo per Euro 14.000 mila dei corrispettivi per la capacità di trasporto realizzati nel 2004 e nel 2005 a copertura degli oneri riconosciuti a TERNA con Delibera AEEG 73/06.

In base a quanto disposto dalla Delibera AEEG 162/06 l'ammontare di Euro 37,5 milioni relativo ai corrispettivi CCT – CCC – CCI dovrà essere versato ai proprietari RTN non oltre il 31 luglio 2007.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei debiti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche a medio-lungo termine	534.542	-	-	534.542
Totale debiti finanziari	534.542	-	-	534.542
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	4.752.772	-	-	4.752.772
Debiti tributari	12.610	-	-	12.610
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.068	-	-	1.068
Altri debiti	203.525	-	-	203.525
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.529	-	-	1.529
Totale altri debiti	4.971.504	-	-	4.971.504
Totale	5.506.046	-	-	5.506.046

Si segnala che la ripartizione per area geografica dei debiti del gruppo è principalmente costituita da debiti ricompresi nell'area geografica "Italia", mentre un importo pari ad Euro 32 mila nell'ambito dei paesi dell'Unione Europea e un debito pari Euro 28 mila in paesi Extra-UE.

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE – EURO 44.247.643 MILA

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

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Garanzie ricevute	3.194.879	2.956.931	237.948
Altri conti d'ordine	41.052.764	40.817.035	235.729
Totale	44.247.643	43.773.966	473.677

La voce "Altri conti d'ordine" si riferisce principalmente alle convenzioni pluriennali stipulate con i produttori CIP 6. L'incremento è dovuto alla variazione dei prezzi di acquisto presi a base della valutazione.

Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2427-bis del c.c., e tenendo presente quanto esposto nella Relazione sulla gestione circa gli obiettivi e le politiche della società in materia di gestione dei rischi e relative operazioni di copertura, si espone di seguito, il fair value e l'informazioni sulla entità degli strumenti finanziari (in termini di quantità sottostanti e nozionali). Alla chiusura dell'esercizio 2006 sono in essere contratti di copertura (cd contratti differenziali o Cfd) "a due vie" per i diritti di assegnazione 2007 dell'energia CIP 6 stipulati dal GSE, "a una via"

e “a due vie” con controparti operanti nel settore elettrico per l’approvvigionamento di energia ed operazioni di copertura sul prezzo del combustibile da parte di AU.

Tali contratti non sono negoziati in mercati regolamentati, ragione per cui il fair value, non può essere determinato utilizzando quotazioni ufficiali.

Il fair value è, pertanto, stimato, come previsto dal comma 3, punto b) dell’articolo 2427-bis c.c., mediante l’attualizzazione dei flussi di cassa attesi sulla base di modelli econometrici di valutazione che utilizzano previsioni di mercato sui prezzi dei sottostanti, appositamente elaborate. I dati utilizzati sono coerenti con le informazioni disponibili alla data di redazione del bilancio.

Si precisa comunque che si tratta di stime che per loro natura possono discostarsi dai dati consuntivi.

Va anche evidenziato che, in prossimità dell’approvazione del progetto di bilancio, la stima effettuata è stata oggetto di verifica, operata mediante informazioni aggiornate, relative all’evoluzione dei prezzi di mercato. La valutazione che è risultata dal processo di aggiornamento delle variabili rilevanti non ha fornito variazioni di rilievo rispetto alla stima utilizzata per il bilancio.

Le tabelle che seguono presentano, per ciascuna tipologia di contratto, il valore sottostante ed il valore nozionale di energia elettrica, oltre alla valorizzazione del relativo fair value alla data del 31.12.2006.

Quantitativi di energia (in termini di sottostante e nozionale)

Coperture su Borsa	TWh
CfD "ad una via"	39,30
CfD "a due vie"	10,30
Mercato libero (CIP 6)	30,74
Totale coperture	80,34
Totale sottostante	136,14
Indice di copertura	59%

Coperture sul prezzo del combustibile	TWh
Sottostante	29,8
Nozionale	11,3

Valorizzazione al fair value dei contratti di copertura

Euro mila	
CfD "ad una via"	198.133
CfD "a due vie"	(10.238)
Mercato libero	(138.694)
Coperture sul prezzo del combustibile	(65.935)
Totale	(16.734)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

CONTROVERSIE

CAMPI ELETTROMAGNETICI

Il GSE continua a essere parte in giudizi (circa 10) relativi a tale materia e nel 2006 sono stati notificati solamente due atti di citazione attraverso le quali gli attori richiedono il risarcimento dei danni, sul presupposto di una pretesa nocività per la salute delle emissioni elettromagnetiche.

DISTACCHI DI CARICO

A fronte di un centinaio di richieste di risarcimento danni per i distacchi di carico operati il 26 giugno 2003, ad oggi è stata effettivamente notificata al GSE una sola causa di risarcimento danni.

RISARCIMENTI PER IL BLACK OUT

In relazione agli eventi del 28 settembre 2003, sono pervenute al GSE numerose richieste di risarcimento danni suddivise tra richieste forfetarie di Euro 25,82 su moduli prestampati messi a disposizione dalle associazioni di consumatori e richieste analitiche provenienti sia da privati cittadini che da aziende, per le quali non è facile prevedere quante evolveranno in futuri giudizi.

Alla data del 27 aprile 2007 risultano notificate 8.870 cause per richieste di risarcimento danni, cui si devono aggiungere le quasi 3.000 lettere pervenute aventi ad oggetto la richiesta di rimborsi forfetari. Dei procedimenti fino ad oggi definiti in primo grado con sentenza (5.151), in 596 casi il GSE è risultato soccombente ed ha proposto appello contro tali sentenze, in alcuni casi (243) i procedimenti di appello si sono conclusi ed anche in questo caso il GSE è risultato soccombente ed è in procinto di proporre ricorso di fronte alla Corte di Cassazione. L'eventuale ulteriore adozione di pronunce sfavorevoli al GSE potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili; concorre a tale situazione la circostanza che mancano ancora circa 2 anni per la prescrizione del diritto al risarcimento ed è quindi potenzialmente possibile che vengano promosse ulteriori nuove azioni di risarcimento.

Al riguardo si segnala che:

- alcune delle cause già in corso potrebbero essere vere e proprie cause-pilota aventi per scopo la creazione di un precedente giurisprudenziale al quale far seguire, in caso di condanna del GSE, innumerevoli nuove cause di risarcimento del danno;
- alle società di distribuzione, in primo luogo ENEL Distribuzione S.p.A., sono stati notificati vari giudizi per il risarcimento danni. A tal proposito non si può escludere una possibile chiamata in giudizio del GSE da parte del distributore.

FOTOVOLTAICO

Sono pendenti 16 ricorsi di fronte al TAR Lazio per l'annullamento dei provvedimenti del GSE con cui sono state dichiarate inammissibili le domande di ammissione alle tariffe incentivanti di impianti fotovoltaici. Inoltre sono pendenti due ricorsi di fronte al Consiglio di Stato in cui il GSE ha appellato le due sentenze della IV sezione del Tar Lombardia che hanno annullato la parte del DM 06/02/2006 che regolava l'aggiornamento delle tariffe incentivanti.

COSTI E RICAVI INERENTI LA MOVIMENTAZIONE DELL'ENERGIA

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti la movimentazione di energia elettrica afferenti principalmente alla ceduta attività di trasmissione e dispacciamento a TERNA, si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della preparazione del presente bilancio.

La modalità di rilevazione dei flussi di energia, propria dell'attuale sistema elettrico, prevede infatti in diversi casi l'utilizzo di dati basati su stime ed autocertificazioni dei produttori e distributori che potrebbero essere oggetto di successive rettifiche. L'adozione di queste informazioni ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive. Tali sopravvenienze, sulla base del quadro regolatorio vigente, se non riferite a componenti specifiche di remunerazione delle società del Gruppo, avrebbero natura passante sui risultati dei futuri esercizi.

Peraltro, come anche evidenziato nella relazione sulla gestione, la Capogruppo GSE ha proceduto alla fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento degli anni 2002, 2003 e 2004 in ragione del principio che restano a carico della stessa tutti i fatti economicamente riconducibili al periodo ante 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda.

CONTO ECONOMICO

VALORE DELLA PRODUZIONE – EURO 23.934.057 MILA

Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 23.839.182 mila

La composizione del saldo al 31 dicembre 2006 è qui di seguito illustrata:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Vendita energia	20.279.188	18.896.908	1.382.280
Corrispettivi per attività di trasporto:			
- corrispettivo di trasporto Delibera 5/04	-	835.839	(835.839)
- corrispettivo ex Del.15/05 - 27/06	28.403	4.773	23.630
Totale	28.403	840.612	812.209
Corrispettivi di dispacciamento	6.635	760.840	(754.205)
Altre energia	33.327	130.566	(97.239)
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	3.491.629	3.021.123	470.506
Totale	23.839.182	23.650.049	189.133

Rispetto all'anno precedente la voce si incrementa complessivamente di Euro 189.133 mila per effetto dei seguenti fenomeni contrapposti:

- incremento sia dell'attività di vendita energia (Euro 1.382.280 mila) che del contributo della CCSE (Euro 470.506 mila);
- riduzione dei corrispettivi relativi alle attività di trasmissione e dispacciamento (Euro 1.566.414 mila) a seguito del citato trasferimento a TERNA di tali attività, avvenuto a fine esercizio 2005.

Le attività di vendita riguardano:

- la cessione di energia della società controllata AU ai distributori (Euro 12.493.794 mila);
- i ricavi relativi ai contratti c.d. differenziali (Euro 1.944.093 mila) stipulati per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di mercato dell'energia;
- le vendite della società controllata GME sul mercato MGP/MA (Euro 5.600.739 mila).

La voce altre energia è costituita dai ricavi per coperture del rischio su l'import annuale effettuate dall'AU (Euro 27.756 mila) e la riduzione di Euro 97.239 mila deriva dalla minor vendita dei CV da parte del GSE.

I contributi CCSE pari a Euro 3.491.629 mila si incrementano rispetto all'esercizio precedente per Euro 470.506 mila. Tale variazione è riconducibile per circa 50% all'incremento nell'esercizio corrente dei costi per acquisto energia e per copertura degli oneri derivanti dai contratti differenziali non coperti dai ricavi derivanti dalle vendite, per circa il 20% dalla riduzione dei ricavi per vendita dei certificati verdi rispetto allo scorso esercizio e per circa il 30% dalla presenza nello scorso esercizio della plusvalenza di cessione del ramo d'azienda portato a copertura degli oneri CIP 6 in base alla disposizione della Delibera AEEG 79 del 12 aprile 2006.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni

La voce non presenta movimentazione nell'esercizio 2006 non essendo presenti progetti di investimento che abbiano richiesto il significativo apporto di dipendenti delle società del Gruppo.

Altri ricavi e proventi – Euro 94.875 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Sopravvenienze attive:			
- Corrispettivo bilanciamento scambio e dispacciamento (Delibera 36/02 e 48/04)	81.066	114.701	(33.635)
- Conguaglio Distributori Delibera 118/03	4.930	67.055	(62.125)
- Storno partite economiche energia 2004	5.448	60.012	(54.564)
- Acquisti energia fonti rinnovabili (CIP 6)	-	6.133	(6.133)
- Corrispettivo di trasporto Delibera 05/04	456	5.975	(5.519)
- Adeguamento fondo oneri futuri per acquisto Certificati Verdi	39	1.206	(1.167)
- Altre	312	330	(18)
Totale	92.251	255.412	(163.161)
Ricavi per prestazioni e servizi vari	1.821	2.024	(203)
Altri ricavi	803	4.235	(3.432)
Totale	94.875	261.671	(166.796)

I valori si riferiscono all'attività di conguaglio effettuata dalla Capogruppo nel corso dell'anno delle partite relative ai contratti di bilanciamento e scambio (Delibera 27/03 e succ.) ed alle partite di dispacciamento (Delibera 48/04), che come noto, ad una fase di fatturazione in acconto, ne prevedono una successiva di definizione basata sulla misurazione fisica delle energie.

Il conguaglio verso i distributori si riferisce all'attività della controllata AU in conseguenza dei conguagli ex Delibera 118/03.

Come negli anni passati tali sopravvenienze devono essere considerate congiuntamente ai corrispondenti valori delle sopravvenienze passive in quanto attinenti gli stessi fenomeni.

In particolare si segnala che l'importo di Euro 81.066 mila si riferisce per Euro 42.454 mila a corrispettivi di dispacciamento a copertura oneri ex Delibera 27/03; per Euro 8.404 mila a partite relative al dispacciamento ai sensi della Delibera 237/04 e per Euro 30.208 mila alla componente UPLIFT di cui alla Delibera 48/04 posta a copertura degli oneri di dispacciamento.

I ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi, complessivamente pari a Euro 2.624 mila, comprendono prevalentemente il riaddebito del costo dei dipendenti del GSE distaccati presso la CCSE.

COSTI DELLA PRODUZIONE – EURO 23.927.227 MILA

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Euro 22.689.200 mila

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

Euro-mila	2006	2005	Variazioni
Acquisto energia:			
Acquisti di energia su MGP/MA	12.892.737	10.312.411	2.580.326
Acquisti energia CIP 6	6.852.247	6.148.973	703.274
Premi per contratti CFD	1.532.083	2.675.181	(1.143.098)
Acquisto di energia per erogazione servizio di dispacciamento e altro	494.028	1.773.688	(1.279.660)
Import	917.889	1.172.636	(254.747)
Totale	22.688.984	22.082.889	606.095
Altri acquisti e forniture diverse dall'energia	216	575	(359)
Totale	22.689.200	22.083.464	605.736

Si segnala, ai fini della comparazione tra i due esercizi, che i valori economici del 2005 comprendono importi riferiti ad acquisti effettuati ai fini del dispacciamento da parte del GSE, attività questa cessata a partire dal 1° novembre 2005.

Gli acquisti di energia su MGP/MA da produttori si riferiscono alla accettazione da parte del GME delle offerte di vendita sui mercati dell'energia; l'incremento rispetto allo scorso esercizio è dovuto alla crescita dei volumi di energia contrattati sulla borsa elettrica.

Gli acquisti energia CIP 6 si incrementano rispetto all'esercizio di Euro 703.274 mila a seguito sia dell'aumento che si è verificato nell'esercizio corrente dei costi medi di acquisto in conseguenza della variazione positiva dei valori di riferimento legata ai combustibili, sia dei maggiori oneri sostenuti per la copertura riconosciuta agli assegnatari delle bande CIP 6 per ogni MWh acquistato in borsa, che in termini percentuali rispetto al PUN, è passato dal 14,6% al 26%.

I premi per CFD si riferiscono ai contratti di copertura finalizzati al contenimento delle oscillazioni di prezzo.

In particolare, Euro 494.028 mila si riferiscono principalmente ai costi per corrispettivi di sbilanciamento e di non arbitraggio sostenuti da AU.

La voce dell'import è rappresentata principalmente per Euro 717.386 mila dalla cessione dell'energia proveniente dai contratti di import pluriennale stipulati da ENEL con EDF e riservati al mercato vincolato, che in base alla disposizioni della Delibera AEEG 80/06 del 13 aprile 2006, viene regolata tramite un contratto bilaterale ENEL/AU con sbilanciamenti a programma; la voce comprende inoltre l'import annuale pari a Euro 197.364 mila.

La voce acquisti diversi dall'energia include principalmente i costi sostenuti per l'acquisto di materiali di consumo, cancelleria, etc. per un importo residuale pari a Euro 216 mila.

Per servizi – Euro 1.058.857 mila

La voce riguarda principalmente gli oneri per dispacciamento ed altri servizi relativi all'energia, addebitati principalmente da TERNA alla società AU per Euro 1.040.785 mila, oltre ai costi per servizi diversi, come di seguito dettagliato:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Costi per acquisto servizi relativi all'energia sul mercato elettrico	1.042.652	749.076	293.576
Costi per corrispettivi dovuti per servizi diversi dall'energia:			
Servizi per il personale	1.190	3.088	(1.898)
Vigilanza	358	2.524	(2.166)
Prestazioni e consulenze professionali	2.360	4.722	(2.362)
Prestazioni per attività informatiche	3.791	4.645	(854)
Trasmissione dati	47	1.376	(1.329)
Immagine e comunicazione	1.728	2.153	(425)
Manutenzioni e riparazioni	224	1.824	(1.600)
Spese per servizio di somministrazione di lavoro (ex lavoro interinale)	1.195	392	803
Telefoniche	377	778	(401)
Emolumenti amministratori e sindaci	1.942	2.008	(66)
Pulizia	279	609	(330)
Altri servizi	2.714	3.020	(306)
Totale	16.205	27.139	(10.934)
Totale	1.058.857	776.215	282.642

Gli emolumenti e le quote di contributo a carico dell'azienda per compensi ai componenti dei Consigli di Amministrazione, delle tre società del Gruppo, sono pari a Euro 1.730 mila e per i componenti dei Collegi Sindacali sono pari a Euro 212 mila.

Per godimento beni di terzi – Euro 13.766 mila

La voce è esposta dettagliatamente nella tabella seguente:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari RTN	12.815	706.227	(693.412)
Canoni da corrispondere ai proprietari di rete ETSO - CBT	-	59.587	(59.587)
Affitti e locazione di beni immobili	350	1.593	(1.243)
Veicoli a noleggio	488	1.054	(566)
Altri noleggi	113	272	(159)
Totale	13.766	768.733	(754.967)

I valori si riferiscono essenzialmente ai costi per la remunerazione ai proprietari della RTN riconosciuti dal GSE quale soggetto avente la disponibilità degli impianti di Produzione CIP 6, e trovano copertura nella componente A3. Le attività relative a rapporti ETSO-CBT sono cessate nel corso del 2005.

Per il personale – Euro 26.818 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza al 31 dicembre 2006 e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente.

	Consistenza media 2006	Consistenza al 31.12.2006	Consistenza al 31.12.2005
Dirigenti	39	38	39
Quadri	101	108	85
Impiegati	224	223	205
Totale	364	369	329

Ammortamenti e svalutazioni – Euro 13.181 mila

Il dettaglio della voce ammortamenti e svalutazioni è di seguito indicata:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali	2.436	9.391	(6.955)
Ammortamenti delle immobilizzazioni materiali	2.227	6.371	(4.144)
Svalutazioni delle immobilizzazioni	18	-	18
Svalutazioni dei crediti	8.500	3.852	4.648
Totale	13.181	19.614	(6.433)

Le quote di ammortamento si riducono rispetto allo scorso esercizio di circa Euro 11.099 mila a seguito del trasferimento degli asset compresi nel ramo di azienda ceduto. Le svalutazioni sono relative all'accantonamento per Euro 8.500 mila al fondo svalutazione crediti. L'ammontare della quota accantonata effettuato dalla capogruppo, si riferisce esclusivamente alle criticità di incasso di alcune specifiche posizioni creditorie, per le quali sono state avviate azioni di recupero, inerenti le attività di conguaglio delle cessate attività di trasmissione e dispiacciamento svolte dal GSE fino al 31 ottobre 2005.

Accantonamenti per rischi – Euro 1.452 mila

Gli accantonamenti ai fondi per Euro 1.452 mila, commentati nell'ambito del passivo, sono stati definiti tenendo conto anche del contesto determinato dal DPCM 11 maggio 2004 che ha escluso dal trasferimento del ramo di azienda relativo alle attività di trasmissione e dispiacciamento a TERN, da parte della capogruppo, gli eventuali oneri e i relativi stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere fino alla data di efficacia della cessione del ramo d'azienda stesso.

Altri accantonamenti – Euro 5.014 mila

La voce si riferisce ad accantonamenti al fondo oneri per certificati verdi effettuati da AU, per la quota di competenza dell'esercizio.

Oneri diversi di gestione – Euro 118.939 mila

Gli oneri diversi di gestione vengono esposti nella tabella seguente:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Sopravvenienze passive per:			
- Oneri bilanciamento scambio e dispiacciamento	62.902	106.761	(43.859)
- Acquisto energia CIP 6	22.651	37.097	(14.446)
- Storno economico partite corrispondenti 2004 - 2005	2.131	26.064	(23.933)
- Conguaglio distributori	20.339	44.082	(23.743)
- Conguaglio Delibera 118/03	43	45.526	(45.483)
- Oneri di trasporto Delibera 05/04	2.720	5.182	(2.462)
- Altre	5.625	14.134	(8.509)
Totale	116.411	278.846	(162.435)
Altri oneri	2.528	2.155	373
Totale	118.939	281.001	(162.062)

La voce, che si decrementa complessivamente di Euro 162.062 mila, è composta quasi totalmente da sopravvenienze passive correlate ad analoghe componenti di ricavo già descritte nella voce delle sopravvenienze attive.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI – EURO 14.534 MILA

Altri proventi finanziari – Euro 17.561 mila

Il dettaglio della voce è il seguente:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	15.162	16.713	(1.551)
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	741	1.452	(711)
Interessi su prestiti a dipendenti	21	30	(9)
Altri interessi	1.637	880	757
Totale	17.561	19.075	(1.514)

Rispetto al precedente esercizio si rileva una riduzione pari ad Euro 1.514 mila per effetto della minor giacenza media di disponibilità liquide verificatasi in particolare nella seconda parte dell'anno a seguito del conguaglio CIP 6 per l'anno 2005.

Interessi e altri oneri finanziari – Euro 3.027 mila

La voce è così dettagliata:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Interessi su finanziamenti a breve termine	2.444	-	2.444
Interessi passivi su mutui	397	300	97
Interessi di mora su ritardati versamenti maggiorazione e altro	96	5.288	(5.192)
Commissioni su fidejussioni bancarie a favore dell'Amministrazione Finanziaria	90	1.398	(1.308)
Altri interessi passivi	-	17	(17)
Totale	3.027	7.003	(3.976)

Rispetto al precedente esercizio la voce si riduce per Euro 3.976 mila.

Occorre tuttavia considerare che nei valori dello scorso esercizio sono compresi fenomeni unici e specifici relativi a interessi di mora su ritardati versamenti di maggiorazioni a favore della CCSE (Euro 4.920 mila) e alle commissioni su fidejussioni bancarie (Euro 1.398 mila) a favore dell'Amministrazione Finanziaria a garanzia del credito IVA esistente negli esercizi precedenti. Enucleando tali fattispecie dal confronto emerge il fenomeno, presente a partire dal 2006, degli interessi passivi su finanziamenti a breve termine generati dal ricorso a linee di credito per far fronte alle carenze di liquidità del GSE già commentate nel passivo.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI – [– EURO 543 MILA]

I proventi straordinari ammontano a Euro 1.041 mila e derivano prevalentemente da minori imposte versate dalla Capogruppo in sede di dichiarazione dei redditi, rispetto a quanto stimato in sede di chiusura dell'esercizio 2005. Gli oneri straordinari pari a Euro 1.584 mila (Euro 6.033 mila nel 2004) sono composti principalmente dagli importi corrisposti al personale del GME per la cessazione consensuale del rapporto di lavoro (Euro 525 mila), dalle imposte IRES non rilevate nel precedente esercizio da parte di AU per Euro 323 mila e dall'effetto sempre per la società AU, della Delibera AEEG 321/06 che ha stabilito in via definitiva il corrispettivo di funzionamento spettante per il 2005 (Euro 304 mila).

Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate – Euro 7.390 mila

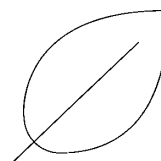
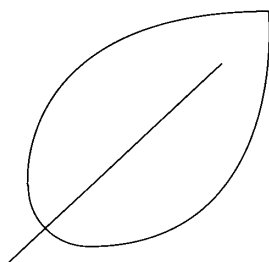
Il dettaglio della voce è così composto:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Imposte correnti:			
Ires	4.701	13.230	(8.529)
Irap	2.100	950	1.150
Imposte differite	6.883	(727)	7.610
Imposte anticipate	(6.294)	1.450	(7.744)
Totale	7.390	14.903	(7.513)

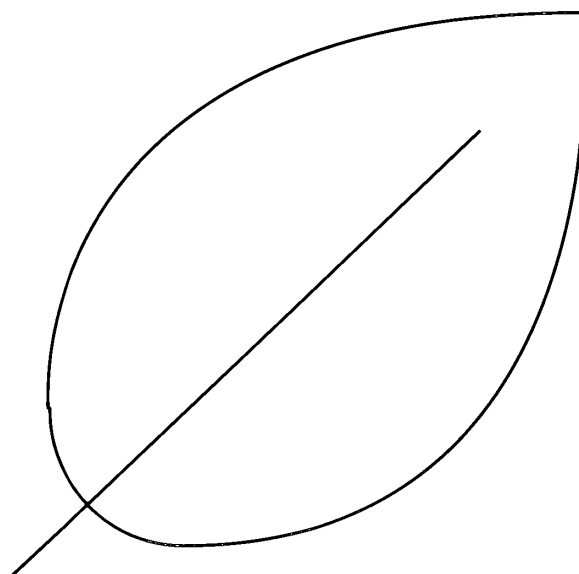
Le imposte correnti rilevano la stima delle imposte dovute per l'esercizio 2006 dalle società del Gruppo.

Le imposte differite sono state iscritte a fronte della deduzione extracontabile di oneri per svalutazione dei crediti effettuata con finalità esclusivamente fiscali da AU.

Sono state stanziaste imposte anticipate (Euro 6.294 mila) sulle differenze temporanee deducibili in esercizi successivi, principalmente relative ad accantonamenti tassati, nei limiti in cui esista la ragionevole certezza del loro futuro recupero in capo ad ogni singola società del Gruppo.



Relazione del Collegio Sindacale



PAGINA BIANCA

**RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO CONSOLIDATO DEL GSE
CHIUSO AL 31/12/2006**

Signor Azionista,

il Collegio Sindacale ha esaminato il progetto di Bilancio Consolidato al 31/12/2006 redatto dagli Amministratori ai sensi di legge e da questi regolarmente comunicato al Collegio Sindacale, unitamente ai prospetti e agli allegati di dettaglio, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 17 maggio 2007.

Esso si riassume nei seguenti valori:

Euro mila	31 dicembre 2006	31 dicembre 2005
Totale attivo	5.817.608	5.522.299
Patrimonio netto consolidato del Gruppo	122.444	113.569
Utile del Gruppo	13.431	20.799

Non essendo demandato al Collegio il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, esso ha vigilato sull'impostazione generale data allo stesso. A tale riguardo si precisa quanto segue:

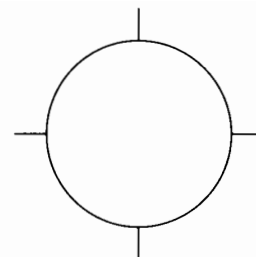
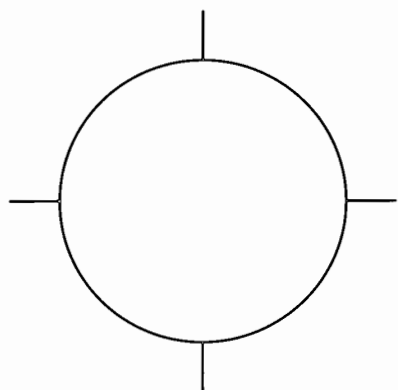
- il bilancio consolidato è stato redatto in conformità al Decreto Legislativo n. 127/91 ed è composto dallo Stato Patrimoniale, dal Conto Economico e dalla Nota integrativa;
- il contenuto della Relazione sulla gestione è congruente con le risultanze del bilancio consolidato;
- dall'esame della composizione del Gruppo e dei rapporti di partecipazione emerge che le Società consolidate sono state individuate in modo corretto;
- il bilancio risponde ai fatti ed informazioni di cui il Collegio Sindacale è venuto a conoscenza nell'ambito dell'esercizio dei suoi doveri.

Il Collegio Sindacale, sulla base anche delle risultanze dell'attività svolta dall'organo di controllo contabile, non ha osservazioni da formulare sul Bilancio Consolidato del Gruppo GSE relativo all'esercizio 2006.

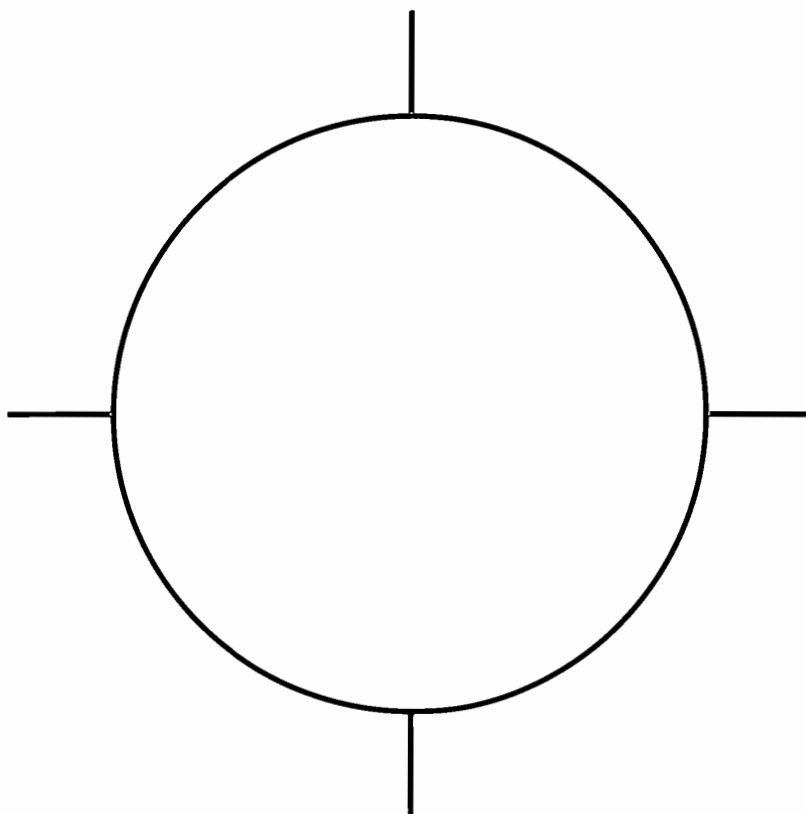
Roma, 1 giugno 2007

Il Collegio Sindacale
Presidente Dr. Francesco MASSICCI
Sindaco Rag. Nicandro MANCINI
Sindaco Dr. Silvano MONTALDO

PAGINA BIANCA



Relazione della Società di Revisione



Deloitte

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

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

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

**All'Azionista del
GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI - GSE S.p.A.**

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. (già Gestore del Sistema Elettrico - GRTN S.p.A.) e sue controllate chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo gli statuiti principi di revisione. In conformità ai predetti principi, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli Amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati a fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 2 maggio 2006.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A e sue controllate al 31 dicembre 2006 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società e sue controllate.

4. Si richiama l'attenzione sulle seguenti informazioni:
 - come indicato nella nota integrativa, la comparabilità dei dati economici del bilancio consolidato al 31 dicembre 2006 rispetto a quelli dell'esercizio precedente è influenzata dalla cessione alla Terna S.p.A., con efficacia 1 novembre 2005, del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento, nell'ambito dell'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale prevista dal DPCM dell'11 maggio 2004;

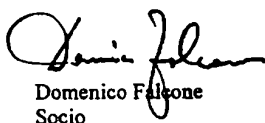
Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Perugia
Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Partita IVA/Codice Fiscale/Registro delle Imprese: Milano n. 03049560156 - R.E.A. Milano n. 1720239

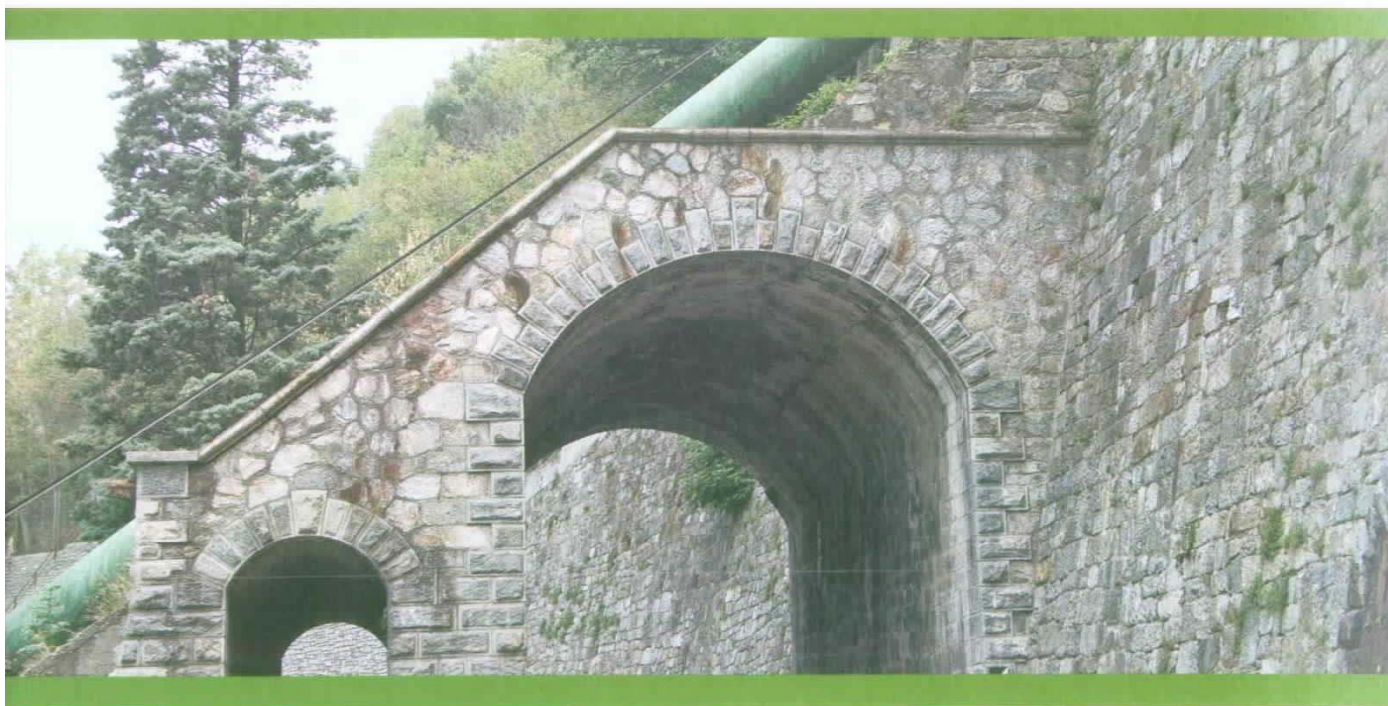
Member of
Deloitte Touche Tohmatsu

- come più ampiamente commentato nella relazione sulla gestione, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito "AEEG"), con delibera n. 79 del 12 aprile 2006 (di seguito "Delibera"), aveva ritenuto di destinare a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico il "controvalore dell'avviamento" determinatosi in seguito alla citata cessione del ramo d'azienda alla Terna S.p.A.. Conseguentemente, aveva disposto la riduzione dei contributi dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico spettanti alla Società per l'anno 2005, inclusi tra i ricavi dello stesso esercizio, per un importo pari alla plusvalenza di Euro 135,4 milioni realizzata dalla cessione del ramo d'azienda. Al fine di verificare la legittimità della citata Delibera, la Società ha presentato ricorso al TAR della Lombardia, il quale, con sentenza pubblicata in data 16 gennaio 2007, si è espresso a favore della Società annullando il provvedimento impugnato. Successivamente, in data 29 marzo 2007, è stato notificato alla Società il ricorso in appello dell'AEEG al Consiglio di Stato finalizzato all'annullamento della sentenza del TAR. Nell'attesa del giudizio da parte del Consiglio di Stato, gli Amministratori non hanno ritenuto per prudenza di dover considerare nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2006 gli effetti positivi della sentenza del TAR della Lombardia, non essendo ancora definitivo il grado di giudizio amministrativo;
- la sezione della nota integrativa "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" contiene le informazioni sulle controversie in essere e sui costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia relativi principalmente all'attività di trasmissione e dispacciamento ceduta a Terna S.p.A., per i quali non sono oggettivamente determinabili, allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi. In applicazione del DPCM dell'11 maggio 2004, la Società deve infatti tenere indenne Terna S.p.A. degli eventuali oneri, di natura risarcitoria e sanzionatoria, riconducibili al periodo antecedente al 1 novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda. A tal proposito, la Società ha proceduto, nel corso dell'esercizio 2006, alla fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento degli anni 2002, 2003 e 2004.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Domenico Falcone
Socio

Roma, 1 giugno 2007



**Bilancio d'esercizio
al 31 dicembre 2006**

PAGINA BIANCA

RELAZIONE
DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

Relativamente agli elementi descrittivi caratterizzanti la gestione del GSE e ai principali eventi dell'anno 2006, si rimanda ai contenuti della relazione sulla gestione del

bilancio di Gruppo, mentre viene di seguito indicata la sintesi dei risultati economico-finanziari del GSE, gli investimenti e i rapporti con le controllate.

DATI DI SINTESI - GSE S.P.A.⁽¹⁾

	2006	2005	2004
Dati Economici (Euro milioni)			
Valore della produzione	7.373,6	10.111,7	13.345,9
Margine operativo lordo (2)	6,4	(88,9)	61,0
Risultato operativo (2)	(5,7)	(122,1)	17,7
Utile netto	8,0	4,8	14,6
Dati Patrimoniali (Euro milioni)			
Immobilizzazioni nette	53,3	51,9	122,3
Capitale circolante netto	410,7	(540,2)	(233,8)
Fondi diversi	(54,4)	54,3	54,3
Patrimonio netto	92,9	89,4	94,8
Debiti finanziari netti/(Disponibilità finanziarie nette)	316,7	(632,0)	(260,6)
Dati operativi			
Investimenti (Euro milioni)	3,6	28,9	26,7
Consistenza media del personale (n.)	218	682	771
Consistenza del personale al 31 dicembre (n.)	223	202	771

(1) Si segnala che ai fini di un confronto dei valori del triennio 2004-2006 occorre tenere in considerazione le variazioni del perimetro di attività che hanno coinvolto il GSE nel corso del periodo oggetto di esame.

(2) Il valore negativo relativo all'anno 2005 sconta gli effetti dell'applicazione della Delibera AEEG 79/06 del 12 aprile 2006.

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI GSE SPA

La gestione economica dell'esercizio 2006, raffrontata con l'esercizio 2005, è sintetizzata nel prospetto che segue ottenuto riclassificando il conto economico redatto ai fini civilistici.

Si segnala che i valori dello scorso esercizio si riferiscono anche alle attività di trasmissione e dispacciamento non più svolte dal 1° novembre 2005 e trasferite a TERNA in veste di nuovo gestore della RTN. Al riguardo si precisa che l'accordo sottoscritto con TERNA prevede che tutti gli effetti economici riconducibili all'energia transitata sulla RTN fino al 31 ottobre 2005 siano di competenza del GSE. Nell'esercizio 2006 sono state svolte le attività finalizzate alla definizione dei conguagli per partite economiche riconducibili a tale periodo, che continueranno anche nel 2007.

Per una migliore comprensione dell'andamento economico-finanziario della società, nel bilancio si è data separata evidenza alle partite energetiche economicamente passanti rispetto a quelle a margine, costituire queste ultime da tutti quei ricavi destinati sia alla copertura dei costi di gestione che alla remunerazione del capitale investito e per i quali esiste un'eccedenza rispetto ai costi.

PARTITE PASSANTI

Per effetto della citata cessione delle attività di trasmissione e dispacciamento i ricavi delle vendite e prestazioni pari Euro 7.247.243 mila (Euro 9.766.377 mila nel 2005) subiscono una riduzione rispetto all'anno precedente di Euro 2.519.134 mila, risultando riferiti quest'anno esclusivamente alle attività di compravendita energia CIP 6.

I ricavi complessivi per tale attività ammontano a Euro 7.247.243 mila (Euro 6.184.243 mila nel 2005) con una variazione positiva dovuta all'aumento dei prezzi medi di vendita. Si segnala che nel 2005 il valore dei ricavi è stato ridotto di Euro 135.399 mila per

tener conto degli effetti della Delibera AEEG 79/06 del 12 aprile 2006, che ha disposto l'utilizzo della plusvalenza derivante dalla cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento per la copertura dei costi di acquisto di energia CIP 6.

Analogamente i costi di competenza relativi agli acquisti CIP 6 ammontano a Euro 7.247.243 mila con un aumento rispetto all'esercizio precedente, che per circa Euro 406 milioni è dovuto all'aumento del prezzo medio di acquisto e per circa Euro 495 milioni, ai maggiori oneri per i contratti differenziali stipulati con gli assegnatari dei diritti CIP 6. Un ulteriore costo, non presente nello scorso esercizio, pari a Euro 1.158 mila si riferisce agli incentivi riconosciuti dal GSE ai produttori di energia fotovoltaica.

PARTITE A MARGINE

I ricavi delle vendite e prestazioni si decrementano di Euro 84.563 mila per effetto della diversa struttura dei corrispettivi a remunerazione del GSE che nello scorso esercizio hanno remunerato per il periodo fino al 31 ottobre 2005 anche le attività di trasmissione e dispacciamento.

Il valore di Euro 28.752 mila del 2006 si riferisce per Euro 28.403 mila alla componente di cui all'art. 2 della Delibera 27/06 che ha riconosciuto al GSE transitoriamente per il 2006 una remunerazione di 0,0095 centesimi di Euro/kWh transitato sulla RTN. La Delibera 97/07 ha confermato poi a titolo definitivo il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento della società per l'anno 2006. All'interno di tale corrispettivo rientra inoltre la copertura dei costi sostenuti dalla società per l'espletamento delle attività previste quale soggetto attuatore dell'incentivazione al fotovoltaico, riconosciuti pari a Euro 5.127 mila dall'AEEG. La quota residua è riferita ai ricavi per la vendita dei RECS pari a Euro 349 mila.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

Euro mila	2006	2005	Variazioni
PARTITE PASSANTI			
RICAVI			
Ricavi vendita energia CIP 6 e altri	3.752.122	3.066.245	685.877
Contributi da CCSE e A3	3.491.630	3.021.123	470.507
Vendita certificati verdi nazionali	3.491	96.875	(93.384)
Ricavi Mercato Elettrico	-	2.319.417	(2.319.417)
Altre componenti dispacciamento	-	496.903	(496.903)
Corrispettivo di trasporto quota terzi	-	706.227	(706.227)
Accordo ETSO - CBT	-	59.587	(59.587)
Totale	7.247.243	9.766.377	(2.519.134)
COSTI			
Costi acquisto energia CIP 6 e altri	7.221.740	6.292.368	929.372
Costi Fotovoltaico per incentivazione e altro	1.158	-	1.158
Costi Mercato Elettrico	-	2.319.417	(2.319.417)
Altre componenti dispacciamento	-	496.903	(496.903)
Canoni proprietari RTN	-	706.227	(706.227)
Accordo ETSO - CBT	-	59.587	(59.587)
Sopravvenienze passive nette	24.345	27.274	(2.929)
Totale	7.247.243	9.901.776	(2.654.533)
SALDO PARTITE PASSANTI	-	(135.399)	135.399
PARTITE A MARGINE			
RICAVI			
Ricavi per vendite e prestazioni	28.752	113.315	(84.563)
di cui:			
- a copertura costi di funzionamento GSE (Delibera AEEG 27/06 e 97/07)	23.276	4.773	18.503
- a copertura costi espletamento attività fotovoltaico (Delibera AEEG 97/07)	5.127	-	5.127
- per attività cedute a TERNA	-	108.447	(108.447)
- relativi a certificati verdi internazionali RECS	349	95	254
Altri ricavi e proventi	6.950	7.591	(641)
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	5.119	(5.119)
Totale	35.702	126.025	(90.323)
COSTI			
Costo del lavoro	16.413	51.213	(34.800)
Altri costi operativi	12.707	28.886	(16.179)
Sopravvenienze passive/(attive) nette	207	(565)	772
Totale	29.327	79.534	(50.207)
MARGINE OPERATIVO LORDO	6.375	(88.908)	95.283
Ammortamenti immateriali, materiali e svalutazioni delle immobilizzazioni	2.172	11.552	(9.380)
Svalutazione crediti	8.500	3.852	4.648
Accantonamenti per rischi ed oneri	1.451	17.749	(16.298)
RISULTATO OPERATIVO	(5.748)	(122.061)	116.313
Proventi finanziari netti	6.442	7.597	(1.155)
Proventi da partecipazione	7.912	-	7.912
Risultato ante componenti straordinarie e imposte	8.606	(114.464)	123.070
Proventi straordinari netti	510	132.652	(132.142)
Risultato ante imposte	9.116	18.188	(9.072)
Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(1.100)	(13.393)	12.293
UTILE NETTO D'ESERCIZIO	8.016	4.795	3.221

La voce altri ricavi e proventi è costituita principalmente da ricavi nei confronti delle controllate GME e AU e per una parte anche TERNA per la remunerazione di servizi a loro prestati dal GSE (Euro 5.121 mila), nonché da ricavi per riaddebito di costi per personale distaccato presso altri organismi (Euro 1.768 mila). La riduzione rispetto allo scorso esercizio è dovuta principalmente alla riduzione dei ricavi nei confronti delle controllate a seguito di una riduzione complessiva del costo dei servizi erogati ed ai ricavi afferenti l'affitto di immobili.

La voce incrementi di immobilizzazioni per lavori interni nel 2005 si riferisce alla capitalizzazione di risorse di personale che nel corso del precedente anno erano state dedicate a progetti per la quasi totalità trasferiti con il ramo di azienda. Nel 2006 non è presente alcun valore proprio in ragione del cambiamento della missione della Società che non prevede più significativi investimenti.

Il *costo del lavoro* pari a Euro 16.413 mila registra una riduzione di Euro 34.800 mila, rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da ascrivere alla contrazione della consistenza media, passata da 682 del 2005 a 218 unità del 2006.

Gli *altri costi operativi*, che si riferiscono all'acquisizione di risorse esterne più specificamente dettagliate nella nota integrativa, si riducono di Euro 16.179 mila per effetto della diversa attività svolta nel corso dell'anno a seguito della citata nuova missione aziendale.

Le *sopravvenienze passive nette* pari a Euro 207 mila (Euro 565 mila come attive nette nel 2005) sono costituite dal saldo di componenti attivi riferibili prevalentemente a partite inerenti i corrispettivi di dispacciamento di pertinenza del GSE di anni precedenti, al netto dell'onere di Euro 328 mila dovuto a GME per il corrispettivo di monitoraggio del mercato elettrico ai sensi della Delibera 143/06.

Il *marginale operativo lordo* risulta pari ad Euro 6.375 mila.

Il *risultato operativo* dopo gli ammortamenti (Euro 2.172 mila), accantonamenti (Euro 1.451 mila) e svalutazioni (Euro 8.500 mila), per un totale quindi di Euro 12.063 mila, risulta negativo per Euro 5.748 mila. Rispetto all'anno 2005 il valore degli ammortamenti si riduce di Euro 9.380 mila a seguito della elevata riduzione del capitale investito in immobilizzazioni quale conseguenza della citata cessione del ramo d'azienda. L'accantonamento per rischi ed oneri di Euro 1.451 mila. (Euro 17.749 mila nel 2005), è stato determinato, anche sulla base di indicazioni da parte di legali esterni sugli esiti dei contenziosi in corso, in modo da adeguare i fondi preesistenti ai rischi potenziali di cui si ha cognizione. Le criticità di incasso di alcune specifiche posizioni creditorie, per le quali sono state avviate azioni di recupero, inerenti i conguagli delle attività di dispacciamento svolte dal GSE fino al 31 ottobre 2005, hanno reso necessario un importante accantonamento al fondo svalutazione crediti di Euro 8.500 mila (Euro 3.852 mila nel 2005).

Si segnala che la AEEG con Delibera 97/07, pur riconoscendo i costi sostenuti dalla società in qualità di attuatore dell'incentivazione del fotovoltaico, pari a Euro 475 mila per l'anno 2005 e pari a Euro 4.652 mila per l'anno 2006, ha considerato sufficiente il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento del GSE, definito in acconto dalla Delibera 27/06 e pari a Euro 28.403 mila, unitamente agli altri ricavi ed al risultato della gestione finanziaria.

Le suesposte esigenze di accantonamento al fondo svalutazione crediti unitamente alle disposizioni della AEEG contenute nella Delibera 97/07 hanno determinato il valore negativo del risultato operativo.

La *gestione finanziaria* evidenzia complessivamente proventi netti di Euro 14.354 mila. L'importo è comprensivo di Euro 7.912 mila di dividendi relativi all'anno 2005 distribuiti nel 2006 dalle controllate AU e GME. La residua parte è invece la risultante del saldo tra altri proventi finanziari per Euro 9.468 mila,

maturati prevalentemente nel corso del primo semestre dell'anno, e oneri per Euro 3.026 mila da imputare invece all'utilizzo di linee di credito avviate nella seconda parte dell'anno per fronteggiare il disavanzo finanziario dovuto all'insufficiente adeguamento della componente A3.

La *gestione straordinaria* evidenzia un margine positivo di Euro 510 mila relativo principalmente a minori imposte dirette dovute in sede di liquidazione definitiva rispetto a quanto stanziato precedentemente. Nello

scorso esercizio la voce accoglieva il valore relativo alla plusvalenza di cessione del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e di dispacciamento pari a Euro 135.399 mila.

Le *imposte* indicate si riferiscono esclusivamente all'IRAP (Euro 1.100 mila).

L'utile netto dell'esercizio è pari ad Euro 8.016 mila.

La sintesi della *struttura patrimoniale* confrontata con quella dell'anno precedente è riportata nella seguente tabella:

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Immobilizzazioni nette			
Immobilizzazioni immateriali	1.944	1.467	477
Immobilizzazioni materiali	35.748	34.887	861
Immobilizzazioni finanziarie:			
- partecipazioni	15.000	15.000	-
- altri crediti	635	501	134
Totale	53.327	51.855	1.472
Capitale circolante netto			
Crediti verso clienti	401.098	333.671	67.427
Credito netto verso CCSE	1.506.741	843.794	662.947
Credito netto verso controllate	556.150	477.445	78.705
Crediti/(Debiti) tributari e altre imposte	4.525	(76.886)	81.411
Ratei, risconti attivi e altri crediti	1.814	6.131	(4.317)
Debiti verso fornitori	(1.804.771)	(1.943.364)	138.593
Ratei, risconti passivi e altri debiti	(254.863)	(180.955)	(73.908)
Totale	410.694	(540.164)	950.858
Fondi diversi			
Fondo imposte differite	(213)	(213)	-
Fondi altri	(49.067)	(49.277)	210
Trattamento di fine rapporto	(5.096)	(4.767)	(329)
Totale	(54.376)	(54.257)	(119)
CAPITALE INVESTITO NETTO	409.645	(542.566)	952.211
Patrimonio netto			
Capitale Sociale	26.000	26.000	-
Riserva Legale	3.668	3.428	240
Altre riserve	55.211	55.211	-
Utile d'esercizio	8.016	4.795	3.221
Totale	92.895	89.434	3.461
Indebitamento/(Disponibilità) finanziarie nette			
Debiti verso banche a medio-lungo termine	12.911	12.911	-
Indebitamento /(Disponibilità) finanziarie nette a breve termine	303.839	(644.911)	948.750
Totale	316.750	(632.000)	948.750
FONTI DI FINANZIAMENTO	409.645	(542.566)	952.211



Bagnore (Grosseto) • Centrale geotermica del Monte Amiata

Le immobilizzazioni immateriali si incrementano di Euro 477 mila per effetto principalmente dell'attività di investimento realizzata nell'anno pari a Euro 1.186 mila al netto degli ammortamenti. Le immobilizzazioni materiali nette, riferite quasi esclusivamente al fabbricato (Euro 28.967 mila) che ospita la sede di tutte le società del Gruppo, oltre che ai sistemi e infrastrutture informatiche, si incrementano rispetto a fine 2005 di Euro 861 mila e la loro variazione è dovuta ad investimenti per Euro 2.367 mila, al netto della quota degli ammortamenti di competenza per Euro 1.463 mila e dei disinvestimenti netti.

Le immobilizzazioni finanziarie sono relative principalmente alla partecipazione nelle due società controllate AU e GME valutate al costo e non evidenziano variazioni.

Di particolare rilevanza risulta la variazione del capitale circolante netto rispetto allo scorso anno. Infatti mentre nel 2005 il capitale circolante netto evidenziava un valo-

re negativo di Euro 540.164 mila, a fine 2006 risulta positivo per Euro 410.694 mila con un incremento di Euro 950.858 mila. Di tale variazione l'ammontare di Euro 662.947 mila è dovuto all'aumento del credito verso la CCSE, che si incrementa per effetto della crescita dei costi per acquisti energia CIP 6 dell'anno non compensati da un adeguato gettito della componente A3.

I valori espressi nei rapporti verso le controllate sono conseguenza delle tempistiche di incasso e pagamento oltre che delle rilevazioni contabili a fine anno per fatture in corso di ricezione o emissione verso le stesse; l'incremento rispetto allo scorso esercizio è dovuto alla riduzione di partite debitorie riferite alle attività di spacciamento non più svolte nel corso del 2006.

La voce ratei, risconti passivi e altri debiti (Euro 254.863 mila) comprende sia le partite legate all'energia, per le quali si è in attesa che venga disposta dalla AEEG la destinazione (Euro 106.023 mila), sia i depositi cauzionali su contratti differenziali per bande energia CIP 6 che vengono versati a GSE in prossimità della fine di ciascun mese per essere poi restituiti il mese successivo (Euro 143.379 mila).

Il valore relativo alle partite tributarie da ricondurre agli acconti versati e la variazione rispetto allo scorso esercizio è dovuta alla riduzione della posizione di debito IVA. I valori relativi ai crediti verso clienti e debiti verso fornitori sono da attribuire alle varie partite inerenti la compravendita di energia CIP 6; la variazione rispetto all'esercizio precedente è conseguenza degli accertamenti effettuati per garantire la competenza economica oltre che delle tempistiche di fatturazione di fine anno.

I fondi non evidenziano significative variazioni.

Relativamente ai mezzi di copertura si rileva che alla fine dell'esercizio il patrimonio netto si incrementa per effetto del risultato di esercizio al netto dei dividendi versati all'Azionista.

La posizione finanziaria netta evidenzia un indebitamento netto di Euro 316.750 mila, nel 2005 risultavano invece disponibilità nette di Euro 632.000 mila. L'attuale situazione discende dalle citate esigenze di finanziamento del capitale circolante netto come peraltro chiaramente rappresentato nel prospetto di rendiconto finanziario seguente.

RENDICONTO FINANZIARIO

Euro mila	2006	2005
Disponibilità finanziarie nette iniziali	644.911	273.540
Flusso finanziario da (per) attività operativa		
Utile netto dell'esercizio	8.016	4.795
Ammortamenti	2.155	11.552
Incrementi/(Decrementi) fondi	119	(45)
Totale	10.290	16.302
Variazione del capitale circolante netto	(950.859)	306.383
Flusso finanziario operativo	(940.569)	322.685
Flusso finanziario da (per) attività di investimento		
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(1.186)	(13.008)
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(2.367)	(15.867)
Disinvestimenti/(Investimenti) in immobilizzazioni finanziarie	(134)	2.313
Disinvestimenti	43	85.057
Svalutazioni	18	-
Altre variazioni	-	403
Totale	(3.626)	58.898
Flusso finanziario da (per) attività di finanziamento		
Pagamento dividendi	(4.555)	(10.212)
Totale	(4.555)	(10.212)
Flusso finanziario del periodo	(948.750)	371.371
(Indebitamento)/Disponibilità finanziarie nette finali	(303.839)	644.911

Con riferimento alla situazione esistente al 31 dicembre 2006 si può osservare che l'assorbimento di flussi finanziari è determinato dalla variazione del capitale circolante netto (Euro 950.859 mila), mentre l'assorbimento di risorse per investimenti si riduce

rispetto allo scorso esercizio a seguito del venir meno delle attività di trasmissione e dispacciamento, caratterizzata da una elevata intensità degli investimenti.



Possate di Vico (Perugia) • Parco eolico di Cima Mutali

INVESTIMENTI GSE SPA

Gli investimenti dell'esercizio ammontano a Euro 3.553 mila ed hanno riguardato principalmente le attività di compravendita del CIP 6, l'attività di incentivazione dell'energia fotovoltaica e il completamento della ristrutturazione della sede legale.

Investimenti

Euro mila	2006
Fonti rinnovabili	1.893
Immobili e impianti di pertinenza	1.033
Infrastruttura informatica	627
Totale	3.553

FONTI RINNOVABILI

Gli investimenti informatici relativi alle fonti rinnovabili, hanno riguardato principalmente lo sviluppo di nuovi software per la gestione dell'attività di incentivazione dell'energia fotovoltaica e l'ottimizzazione dell'attività di compravendita del CIP 6. Nel corso dell'anno sono state realizzate e avviate in esercizio le seguenti nuove applicazioni:

- **SOLE**: per la gestione della fase autorizzativa, commerciale e amministrativa dell'incentivazione degli impianti fotovoltaici;
- **Settlement (ENBO)**: per la verifica del calcolo degli oneri di sbilanciamento generati dagli impianti CIP 6 relativi alle differenze tra l'immissione e i programmi di produzione effettiva dell'energia elettrica;
- **Metering**: per l'acquisizione delle letture dei contatori delle unità di produzione CIP 6 rilevanti. Tale sistema permette di leggere, tre volte al giorno, tutti gli apparati di misura afferenti le unità CIP 6 rilevanti con la conseguente possibilità di meglio monitorare gli sbilanciamenti e ottimizzare la fase di offerta dell'energia di tali unità sul MGP da parte del GSE;
- **UPN6**: per l'elaborazione delle misure (inviate da TERNA) relative all'energia immessa in rete dalle unità di produzione CIP 6 ai fini della quantificazione dell'energia da ritirare ai sensi del provvedimento CIP 6/92.

Sono state inoltre completate e avviate all'esercizio l'applicazione RICOGE per il riconoscimento della cogenerazione e l'applicazione RINNOVA per la gestione del processo di qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR).

IMMOBILI E IMPIANTI DI PERTINENZA

Sono proseguiti lungo il corso dell'anno gli interventi di ristrutturazione dell'edificio di proprietà del GSE che ospita le sedi delle società del gruppo. In particolare, i lavori sono stati focalizzati alla realizzazione di una sala conferenze in grado di consentire l'organizzazione di eventi presso la sede sociale.

INFRASTRUTTURA INFORMATICA

Oltre alle consuete azioni di miglioramento delle dotazioni hardware e software di base, è iniziata nel corso del 2006 l'attività di internalizzazione delle infrastrutture informatiche del GSE. Infatti, la Società che non disponeva di una struttura autonoma a seguito della cessione del ramo d'azienda a TERNA, in data 31 ottobre 2005, al fine di garantire la continuità del sistema informatico, aveva stipulato con la stessa TERNA, contestualmente alla cessione, un contratto per la fornitura di tutti i servizi informatici ed applicativi, ad eccezione della infrastruttura informatica base (servizi di rete Microsoft, file system, posta elettronica, fax system).

A seguito dell'esito positivo di uno studio di fattibilità per verificare la convenienza tecnico-economica di dotarsi di una infrastruttura informatica separata attraverso l'acquisto sia dell'hardware che del software da installare presso sede legale della Società, è stato dunque avviato nel mese di dicembre il progetto di trasferimento dei servizi informatici da TERNA, conclusosi nei primi mesi del 2007.

RAPPORTI CON LE CONTROLLATE

Oltre ai rapporti di natura commerciale relativi alla gestione delle partite energetiche, GSE fornisce alle società controllate alcune prestazioni di servizi di varie tipologie regolati da specifici contratti. In particolare, viene prestata attività di assistenza e consulenza, servizi informatici, utilizzazione di spazi immobiliari attrezzati, locazione e servizi di edificio. Inoltre, deve essere rilevata la presenza di costi e ricavi relativi alla presenza di personale dipendente distaccato presso e da società del Gruppo.

RAPPORTI RELATIVI ALLE PARTITE ENERGETICHE CON AU

Per quanto concerne i rapporti con la controllata AU, nell'esercizio 2006, sono state trattate partite economiche di conguaglio relative agli esercizi 2004 e 2005 relativamente a partite energetiche e, con riferimento al 1° semestre 2006, le eccedenze di energia ex D.Lgs 387/03 di cui alla Delibera AEEG 34/05.

Con apposito contratto differenziale a due vie, inoltre, AU ha regolato con la controllante le differenze di prezzo, relativamente alle quantità di energia CIP 6 assegnate, tra prezzo fissato in via amministrativa e prezzi di mercato formati in Borsa.

RAPPORTI RELATIVI ALLE PARTITE ENERGETICHE CON GME

Nel 2006 il GSE ha venduto ai GME l'energia CIP 6. Il GSE, quale operatore del mercato elettrico è tenuto al pagamento dei corrispettivi per ogni MWh negoziato sul mercato elettrico e dei corrispettivi per i CV contrattati sullo specifico mercato.

Le risultanze patrimoniali dei valori relativi alle società controllate sono dettagliati nella Nota Integrativa, mentre di seguito si evidenziano gli importi consuntivati nel corso dell'esercizio relativi alle voci dei ricavi e dei costi connesse con la negoziazione delle partite energetiche oltre a quelle relative ai contratti di prestazione dei servizi.

Barcis (Pordenone) • Diga del Lago di Barcis



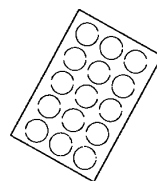
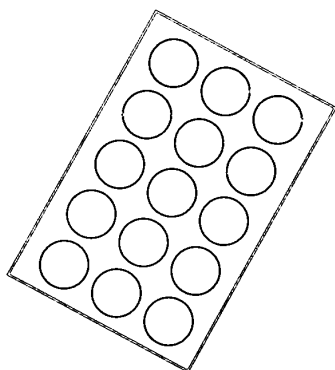
RICAVI

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Acquirente Unico			
- Corrispettivi Delibera 48/04	-	741.435	(741.435)
- Vendita energia ed ulteriori componenti correlate	2.736	176.539	(173.803)
- Sopravvenienze attive energia	8.879	52.279	(43.400)
- Prestazioni e servizi vari	2.272	2.140	132
Totale	13.887	972.393	(958.506)
Gestore del Mercato Elettrico			
- Vendita energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	3.739.905	3.315.661	424.244
- Prestazioni e servizi vari	2.297	2.665	(368)
Totale	3.742.202	3.318.326	423.876

COSTI

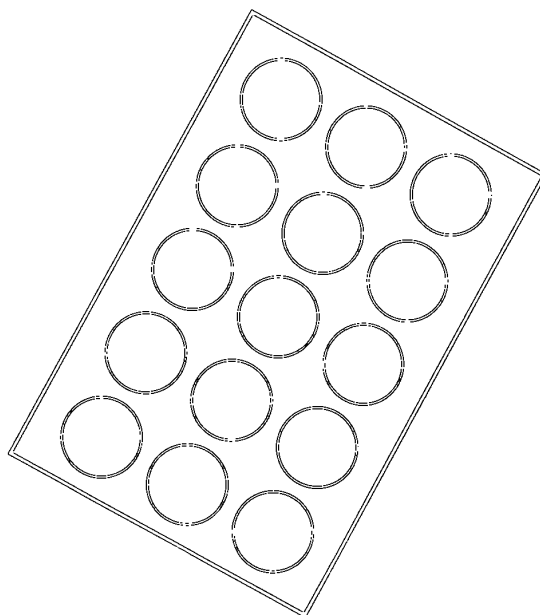
Euro mila	2006	2005	Variazioni
Acquirente Unico			
- Acquisti energia su mercato elettrico	353.150	321.450	31.700
- Sopravvenienze passive energia	20.974	55.565	(34.591)
- Personale distaccato e altri costi	145	142	3
Totale	374.269	377.157	(2.888)
Gestore del Mercato Elettrico			
- Acquisti energia e diritti utilizzo capacità di trasporto	-	327.841	(327.841)
- Corrispettivi contratto di service GME art.9 all.A Delibera 48/04	-	6.450	(6.450)
- Corrispettivi per ogni MWh negoziato su mercato	1.936	2.391	(455)
- Corrispettivi per certificati verdi	2	60	(58)
- Personale distaccato	164	185	(21)
- Sopravvenienze passive energia	328	-	328
Totale	2.430	336.927	(334.497)

PAGINA BIANCA



Schemi bilancio d'esercizio

**Stato patrimoniale
Conto economico**



STATO PATRIMONIALE – ATTIVO

Euro	31.12.2006		31.12.2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI		-		-	-
B) IMMOBILIZZAZIONI					
I. Immateriali					
3) Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	894.002		690.721		203.281
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	9.105		12.069		(2.964)
6) Immobilizzazioni in corso e acconti	110.000		114.961		(4.961)
7) Altre	930.904		649.509		281.395
		1.944.011		1.467.260	476.751
II. Materiali					
1) Terreni e fabbricati	28.967.578		29.467.236		(499.658)
2) Impianti e macchinario	3.562.824		3.489.269		73.555
3) Attrezzature industriali e commerciali	40.904		41.795		(891)
4) Altri beni	2.742.302		2.839.010		873.293
5) Immobilizzazioni in corso e acconti	414.718				414.718
		35.748.332		34.887.310	861.022
III. Finanziarie					
1) Partecipazioni in:					
a) imprese controllate	15.000.000		15.000.000		-
2) Crediti:					
d) verso altri	88.901	634.864	62.658	501.132	-
		15.634.864		15.501.132	133.732
Totale Immobilizzazioni		53.327.207		51.855.702	1.471.505
	Esigibili oltre 12 mesi		Esigibili oltre 12 mesi		
C) ATTIVO CIRCOLANTE					
I. Rimanenze		-		-	-
II. Crediti					
1) Verso clienti	401.098.034		333.670.775		67.427.259
2) Verso imprese controllate	743.988.096		725.880.917		18.107.179
4 bis) Crediti tributari	12.601.418		6.827.894		5.773.524
5) Verso altri	1.777.538		6.037.011		(4.259.473)
6) Verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.507.029.833		859.594.707		647.435.126
		2.666.494.919		1.932.011.304	734.483.615
III. Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni					
6) Altri titoli	-		150.879.142		(150.879.142)
		-		150.879.142	(150.879.142)
IV. Disponibilità liquide					
1) Depositi bancari e postali	217.784.332		494.025.528		(276.241.196)
3) Danaro e valori in cassa	8.118		6.799		1.319
		217.792.450		494.032.327	(276.239.877)
Totale attivo circolante		2.884.287.369		2.576.922.773	307.364.596
D) RATEI E RISCONTI					
Risconti attivi	36.691		93.507		(56.816)
Totale ratei e risconti		36.691		93.507	(56.816)
TOTALE ATTIVO		2.937.651.267		2.628.871.982	308.779.285

STATO PATRIMONIALE – PASSIVO

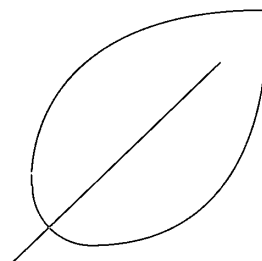
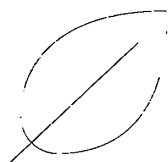
Euro	31.12.2006		31.12.2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) PATRIMONIO NETTO					
I. Capitale		26.000.000		26.000.000	-
IV. Riserva legale		3.667.735		3.427.990	239.745
VII. Altre riserve:					
Riserva da conferimento		291.393		291.393	-
Riserva disponibile		54.920.033		54.920.033	-
Riserva da arrotondamento		-		1	(1)
IX. Utile dell'esercizio		8.016.417		4.794.906	3.221.511
Totale Patrimonio Netto		92.895.578		89.434.323	3.461.255
B) FONDI PER RISCHI E ONERI					
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	432.829		442.633		(9.804)
2) Per imposte, anche differite	212.793		212.793		-
3) Altri	48.634.433		48.834.859		(200.426)
Totale fondi per rischi ed oneri		49.280.055		49.490.285	(210.230)
C) TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO		5.095.935		4.767.196	328.739
D) DEBITI	Esigibili oltre 12 mesi		Esigibili oltre 12 mesi		
4) Debiti verso banche:					
- per finanziamenti a medio e lungo termine	534.542.651		12.911.422	12.911.422	521.631.229
- per finanziamenti a medio e lungo termine	12.911.422			12.911.422	-
- per finanziamenti a breve termine	521.631.229			-	521.631.229
7) Debiti verso fornitori	1.804.771.156		1.943.364.480		(138.593.324)
9) Debiti verso imprese controllate	187.837.801		248.435.847		(60.598.046)
12) Debiti tributari	8.076.492		83.714.232		(75.637.740)
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	617.012		755.252		(138.240)
14) Altri debiti	148.002.345		58.119.802		89.882.543
15) Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	288.622		15.800.793		(15.512.171)
Totale debiti		2.684.136.079		2.363.101.828	321.034.251
E) RATEI E RISCONTI					
Ratei passivi	221.001		142.252		78.749
Risconti passivi	106.022.619		121.936.098		(15.913.479)
Totale ratei e risconti		106.243.620		122.078.350	(15.834.730)
TOTALE PASSIVO		2.844.755.689		2.539.437.659	305.318.030
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO		2.937.651.267		2.628.871.982	308.779.285
CONTI D'ORDINE					
Garanzie ricevute		99.873.207		45.930.847	53.942.360
Altri Conti d'ordine		41.249.405.844		40.813.264.849	436.140.995
Totale conti d'ordine		41.349.279.051		40.859.195.696	490.083.355

CONTO ECONOMICO

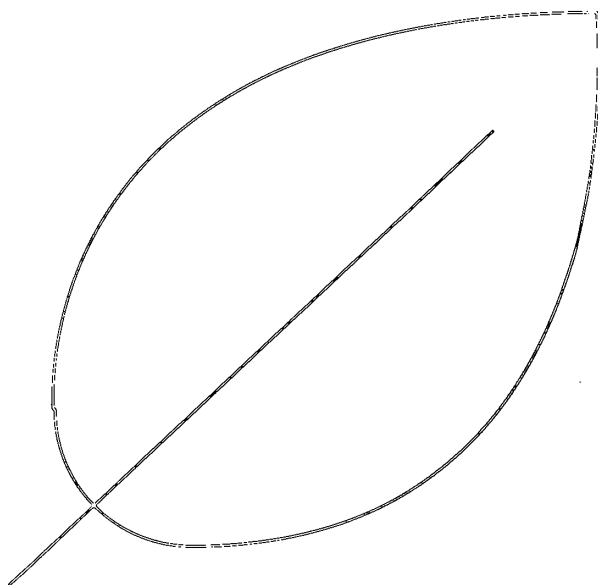
Euro	Esercizio 2006		Esercizio 2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
A) VALORE DELLA PRODUZIONE					
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.275.993.755		9.916.283.677		(2.640.289.922)
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-		5.119.174		(5.119.174)
5) Altri ricavi e proventi	97.603.526		190.257.567		(92.654.041)
Totale valore della produzione		7.373.597.281		10.111.660.418	(2.738.063.137)
B) COSTI DELLA PRODUZIONE					
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		7.205.589.339		8.527.608.683	(1.322.019.344)
7) Per servizi		14.738.412		637.808.510	(623.070.098)
8) Per godimento di beni di terzi		13.385.602		768.655.849	(755.270.247)
9) Per il personale:					
a) Salari e stipendi	11.791.651		36.631.249		(24.839.598)
b) Oneri sociali	3.243.433		10.082.571		(6.839.138)
c) Trattamento di fine rapporto	868.045		2.998.507		(2.130.462)
d) Trattamento di quiescenza e simili	20.446		170.067		(149.621)
e) Altri costi	489.781		1.330.948		(841.167)
		16.413.356		51.213.342	(34.799.986)
10) Ammortamenti e svalutazioni:					
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	691.648		5.766.588		(5.074.940)
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	1.462.616		5.784.736		(4.322.120)
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	17.943		-		17.943
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante disponibilità liquide	8.500.000		3.851.824		4.648.176
		10.672.207		15.403.148	(4.730.941)
12) Accantonamenti per rischi		1.451.516		17.749.297	(16.297.781)
13) Altri accantonamenti		-		-	-
14) Oneri diversi di gestione		117.094.134		215.282.371	(98.188.237)
Totale costi della produzione		7.379.344.566		10.233.721.200	(2.854.376.634)
Differenza tra valore e costi della produzione (A-B)		(5.747.285)		(122.060.782)	116.313.497
C) PROVENTI E ONERI FINANZIARI					
15) Proventi da partecipazione:					
- da imprese controllate	7.911.676		-		-
		7.911.676		-	7.911.676
16) Altri proventi finanziari:					
a) Da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:					
- altri	14.271		25.320		(11.049)
d) Proventi diversi dai precedenti:					
- altri	9.453.755		14.564.344		(5.110.589)
		9.468.026		14.589.664	(5.121.638)
17) Interessi e altri oneri finanziari:					
- altri	3.026.033		6.992.646		(3.966.613)
		3.026.033		6.992.646	(3.966.613)
Totale Proventi e oneri finanziari		14.353.670		7.597.018	6.756.652

Euro	Esercizio 2006		Esercizio 2005		Variazioni
	Parziali	Totali	Parziali	Totali	
D) RETTIFICHE DI VALORE DI ATTIVITA' FINANZIARIE		-		-	-
E) PROVENTI E ONERI STRAORDINARI					
20) Proventi:					
- plusvalenza da cessione	-		135.398.920		(135.398.920)
- vari	942.504		3.256.071		(2.313.567)
		942.504		138.654.991	(137.712.487)
21) Oneri:					
- vari	432.472		6.003.039		(5.570.567)
		432.472		6.003.039	(5.570.567)
Totale delle partite straordinarie		510.032		132.651.952	(132.141.920)
Risultato prima delle imposte (A-B+C+D+E)		9.116.417		18.188.188	(9.071.771)
22) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		(1.100.000)		(13.393.282)	12.293.282
23) Utile dell'esercizio		8.016.417		4.794.906	3.221.511

PAGINA BIANCA



Nota integrativa



PAGINA BIANCA

STRUTTURA E CONTENUTO DEL BILANCIO

Il Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2006 è stato redatto in conformità con quanto previsto dal D.Lgs. 9 aprile 1991, n.127, in ottemperanza alle norme del Codice Civile e in base dei principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, così come modificati dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) in relazione alla riforma del diritto societario e dai documenti emessi dallo stesso OIC.

Ai sensi dell'art. 2423 il Bilancio di esercizio è costituito dallo Stato patrimoniale (predisposto secondo lo schema previsto dagli art. 2424 e 2424 bis c.c.), dal Conto economico (elaborato in base allo schema di cui agli art. 2425 e 2425 bis c.c.) e dalla Nota integrativa. Come previsto dall'art. 2423 5° comma c.c., lo Stato patrimoniale e il Conto economico sono stati redatti in unità di euro, senza cifre decimali, mentre le informazioni della Nota integrativa, a commento delle voci dello Stato patrimoniale e del Conto economico, sono espresse in migliaia di euro.

Come previsto dall'art. 2423 ter 5° comma c.c. tutte le voci dell'attivo e del passivo al 31 dicembre 2006 sono poste a confronto con le corrispondenti consistenze dell'esercizio precedente.

Si evidenzia che, allo scopo di facilitare la lettura dello Stato patrimoniale e del Conto economico, sono state eliminate le voci di bilancio precedute da numeri arabi il cui saldo risulta pari a zero e nel rispetto di quanto indicato dall'OIC 12, sono state opportunamente adattate e aggiunte alcune voci del bilancio (Crediti e Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico).

La Nota integrativa fornisce, oltre alle informazioni richieste dall'art. 2427 c.c. e da altre leggi, anche tutte le altre informazioni complementari ritenute necessarie a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della società e del risultato economico dell'esercizio, ancorché non previste da specifiche disposizioni di legge.

Per una migliore rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria e economica della società, sono stati predisposti - a corredo della relazione sulla gestione - lo Stato patrimoniale e il Conto economico riclassificati in forma sintetica nonché il Rendiconto finanziario.

Si precisa inoltre che nel corso dell'esercizio non si sono verificati casi eccezionali che abbiano reso necessario il ricorso alle deroghe di cui all'art. 2423, 4° comma del c.c., pertanto la valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata nel rispetto delle disposizioni previste dall'art. 2426 c.c..

Di seguito sono illustrati i principi contabili adottati, uniformati ai principi generali richiamati dagli art. 2423 e 2423-bis del c.c., che enunciano i criteri seguiti nella valutazione delle diverse voci di bilancio, nella determinazione degli ammortamenti e degli accantonamenti.

CRITERI DI VALUTAZIONE

Per la redazione del bilancio dell'esercizio al 31 dicembre 2006 sono stati adottati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del c.c. omogenei rispetto al precedente esercizio, integrati dai principi contabili predisposti dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, così come modificati dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) in relazione alla riforma del diritto societario e dai documenti emessi dallo stesso OIC. I principi ed i criteri di valutazione più significativi sono illustrati nel seguito.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione.

I costi per i *diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno* sono ammortizzati sulla base di un periodo di presunta utilità futura di tre esercizi.

I *marchi* si riferiscono ai costi sostenuti per il loro acquisto e sono ammortizzati in un arco temporale di 10 anni.

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al valore di conferimento basato sulla perizia di stima del patrimonio aziendale o al costo di acquisizione o di produzione, inclusivo anche dei costi accessori direttamente imputabili.

Gli ammortamenti sono stati calcolati sulla base delle aliquote economico-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi.

Non si è provveduto ad effettuare ulteriori ammortamenti esclusivamente per conseguire benefici fiscali, in ottemperanza alle modifiche introdotte dalla riforma del diritto societario (D.Lgs. 06/03) che ha abrogato il secondo comma dell'articolo 2426 del Codice Civile, che consentiva di effettuare in bilancio "rettifiche di valore e accantonamenti esclusivamente in applicazione di norma tributarie". Di conseguenza non sono stati imputati al Conto economico le rettifiche e gli accantonamenti che, pur essendo considerati deducibili dalla normativa fiscale, non sono espressamente previsti dalla nuova normativa civilistica in materia di bilancio.

Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (ridotto dei soli ammortamenti) se vengono meno i presupposti della valutazione effettuata.

Sono di seguito indicate le principali aliquote di ammortamento economico-tecniche:

	Aliquote% economico-tec.
Fabbricati	2,5
Attrezzature industriali e commerciali	10
Stazioni di lavoro	20

I costi di manutenzione aventi natura ordinaria, in quanto, non modificativi della consistenza o delle potenzialità delle immobilizzazioni, sono addebitati integralmente al conto economico dell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi di manutenzione aventi, invece, natura incrementativa sono attribuiti ai relativi cespiti ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo del bene.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE

Le “partecipazioni in imprese controllate, imprese collegate ed altre imprese” sono iscritte al costo di acquisto o di sottoscrizione.

Il costo delle partecipazioni viene eventualmente ridotto nel caso in cui le partecipate conseguano perdite durevoli e non siano prevedibili nell'immediato futuro utili di entità tale da assorbire le perdite stesse; se vengono meno i motivi della svalutazione effettuata il valore originario viene ripristinato negli esercizi successivi.

Le immobilizzazioni finanziarie comprendono inoltre i “crediti verso il personale” per prestiti ai dipendenti registrati al loro valore nominale residuo.

CREDITI E DEBITI

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo e classificati fra le “Immobilizzazioni finanziarie” e “Attivo circolante” in relazione alla loro natura e destinazione.

I valori suddetti risultano dalla differenza tra i valori nominali dei crediti commerciali e il “fondo svalutazione crediti” portato in diretta diminuzione della corrispondente voce dell'attivo.

I debiti sono rilevati al loro valore nominale; quelli per imposte correnti sono iscritti in base alle aliquote in vigore, applicate ad una realistica stima del reddito imponibile. Se le imposte da corrispondere sono inferiori ai crediti di imposta, agli acconti versati e alle ritenute subite, la differenza rappresenta un credito ed è iscritta nell'attivo dello stato patrimoniale.

ATTIVITÀ FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

Le partecipazioni e i titoli sono iscritti al minore tra il costo e il valore di mercato.

RATEI E RISCONTI

Comprendono quote di proventi ed oneri, comuni a più esercizi in funzione del principio della competenza economica e temporale.

FONDI PER RISCHI E ONERI

I fondi per rischi ed oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia, alla chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

TRATTAMENTO DI QUIESCENZA ED OBBLIGHI SIMILI

Accoglie le indennità sostitutive del preavviso relative al personale in servizio che ne abbia maturato il diritto, ai sensi del Contratto Collettivo di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

ALTRI FONDI PER RISCHI ED ONERI

Gli stanziamenti di tali fondi in bilancio riflettono la migliore stima possibile - in base agli elementi a disposizione - al fine di coprire perdite o passività di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura d'esercizio sono indeterminati l'ammontare o la data di sopravvenienza.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO

E' stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti, in conformità alle leggi ed ai contratti di lavoro in vigore e riflette la passività maturata nei confronti di tutti i dipendenti alla data di bilancio, al netto delle anticipazioni erogate agli stessi ai sensi di legge, nonché della parte destinata ai fondi pensione.

CONTI D'ORDINE

I criteri di valutazione ed il contenuto di tali conti sono conformi all'OIC 22.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi ed i relativi crediti sono iscritti in contabilità al momento in cui esiste una Delibera formale di erogazione da parte dell'ente concedente e sospesi nel conto economico, attraverso i risconti passivi, nell'attesa del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono. Al momento del passaggio in esercizio del cespite cui si riferiscono sono iscritti in detrazione del valore dello stesso e accreditati a conto economico in ragione dell'ammortamento del bene.

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo ed iscritti nell'attivo circolante in relazione alla loro natura e destinazione.

RICAVI E COSTI

Sono rilevati in base al principio della prudenza e competenza economica e sono iscritti in bilancio al netto degli abbuoni e degli sconti.

I ricavi per le altre prestazioni e cessioni di beni sono rilevati al momento della fornitura della prestazione o al momento del passaggio di proprietà dei beni stessi.

I ricavi e i costi per vendita di energia elettrica sono integrati con opportune stime in base all'applicazione dei provvedimenti di legge e dell'AEEG.

DIVIDENDI

I dividendi sono contabilizzati nell'esercizio in cui l'Assemblea degli azionisti ne delibera la distribuzione.

IMPOSTE SUL REDDITO D'ESERCIZIO

Le imposte correnti sul reddito d'esercizio sono iscritte tra i debiti tributari in base alla stima del reddito imponibile determinato in conformità alle disposizioni in vigore e tenendo conto delle agevolazioni applicabili e dei crediti d'imposta spettanti.

In applicazione dell'OIC 25, vengono rilevate, qualora ne esistano i presupposti, imposte differite sulla base delle differenze di natura temporanea tra il risultato lordo civilistico e l'imponibile fiscale.

Se dal ricalcolo emerge un onere fiscale anticipato, esso viene iscritto in bilancio nelle imposte anticipate nei limiti in cui esista la ragionevole certezza del suo futuro recupero.

STRUMENTI FINANZIARI DI COPERTURA

Ai fine della gestione della compravendita di energia CIP 6, il GSE stipula dei contratti derivati per la copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di mercato sulla Borsa elettrica di tale energia. Il GSE pone in essere tali contratti nello svolgimento della sua attività istituzionale nel rispetto di quanto stabilito dal Decreto ministeriale relativo alla "Determinazione delle modalità di vendita dell'energia di cui all'art.3, comma 12, del D.Lgs. 79/99", per l'anno 2006.

I differenziali di prezzo negativi o positivi, relativi ai contratti stipulati, vengono registrati per competenza nel conto economico, rispettivamente fra i costi di acquisto ed i ricavi di vendita.

Il valore corrente al 31 dicembre 2006 dei contratti differenziali assegnati nel 2006, ma riferibili all'esercizio 2007, è iscritto in una specifica voce dei conti d'ordine.

STATO PATRIMONIALE ATTIVO

CREDITI VERSO SOCI PER VERSAMENTI ANCORA DOVUTI

Al 31 dicembre 2006 su tale voce non sono presenti saldi.

IMMOBILIZZAZIONI – EURO 53.327 MILA

Per le immobilizzazioni immateriali e materiali, i seguenti prospetti indicano, per ciascuna voce come previsto dall'art. 2427 c.c.: il costo originario, gli ammortamenti, i movimenti intercorsi nell'esercizio (incrementi, disinvestimenti, svalutazioni, altri movimenti) e il saldo finale.

Nel seguito vengono forniti i dettagli della movimentazione intervenuta nel corso del 2006 con un commento sulla composizione dei saldi esistenti a fine anno.

IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI – Euro 1.944 mila

I movimenti intervenuti nell'esercizio sono qui di seguito esposti:

Euro mila	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre	Totale
Situazione al 31.12.2005					
Costo originario	4.787	30	115	2.095	7.027
Ammortamenti cumulati	(4.097)	(18)	-	(1.445)	(5.560)
Saldo al 31.12.2005	690	12	115	650	1.467
Movimenti dell'esercizio 2006					
Incrementi	491	-	110	585	1.186
Passaggi in esercizio	35	-	(97)	62	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(322)	(3)	-	(366)	(691)
Svalutazioni	-	-	(18)	-	(18)
Saldo movimenti dell'esercizio 2006	204	(3)	(5)	281	477
Situazione al 31.12.2006					
Costo originario	5.313	30	110	2.742	8.195
Ammortamenti cumulati	(4.419)	(21)	-	(1.811)	(6.251)
Saldo al 31.12.2006	894	9	110	931	1.944

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione di opere dell'ingegno – Euro 894 mila

Gli investimenti dell'anno (Euro 491 mila) ed i passaggi in esercizio (Euro 35 mila) sono dovuti principalmente

alla capitalizzazione dei costi sostenuti per:

- lo sviluppo del sistema di metering per l'acquisizione delle letture dei contatori delle unità di produzione CIP 6 rilevanti (Euro 125 mila);
- l'acquisizione di programmi per la gestione dei progetti e del ciclo di vita del software (Euro 91 mila);
- la realizzazione dell'archivio UPN6 per la gestione dell'energia da destinare al mercato libero e vincolato ai fini del Settlement delle unità CIP 6 (Euro 76 mila);
- lo sviluppo del Settlement dell'energia per le unità CIP 6 miste, secondo la Delibera AEEG 112/06 (Euro 69 mila).

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili – Euro 9 mila

La voce costituita dai marchi, rileva le spese sostenute dalla società per la realizzazione del logo aziendale e si è decrementata per la quota di ammortamento dell'anno.

Immobilizzazioni in corso e acconti – Euro 110 mila

Gli incrementi avvenuti nell'esercizio 2006 pari a Euro 110 mila riguardano l'avvio del progetto di aggiornamento tecnologico ed applicativo del sistema ERP "Oracle Applications" oltre alle spese sostenute per il trasferimento all'interno dell'azienda del sistema informatico precedentemente gestito all'esterno dalla società TERNA.

Altre – Euro 931 mila

Nelle Altre immobilizzazioni immateriali, i nuovi investimenti ed i passaggi in esercizio si riferiscono principalmente a:

- sviluppo delle applicazioni, realizzate ed avviate in esercizio, per la gestione di tutte le fasi del processo di incentivazione al fotovoltaico (Euro 281 mila);
- completamento dell'applicazione GESMIN, per la gestione delle partite energetiche secondo la Delibera AEEG 34/05 (Euro 117 mila);
- completamento delle applicazioni RINNOVA e RICOGE, per la qualifica IAFR degli impianti e per il riconoscimento della cogenerazione (Euro 90 mila);
- realizzazione del sistema informativo geografico Atlasole relativo agli impianti fotovoltaici (Euro 39 mila).

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI – Euro 35.748 mila

La consistenza e la movimentazione per singola categoria delle immobilizzazioni materiali sono evidenziate nel prospetto seguente:

L'analisi dei principali movimenti dell'esercizio fa rilevare quanto segue:

Euro mila	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso ed acconti	Totale
Situazione al 31.12.2005						
Costo originario	33.651	3.705	93	3.011	-	40.460
Fondo ammortamento	(4.184)	(216)	(51)	(1.122)	-	(5.573)
Saldo al 31.12.2005	29.467	3.489	42	1.889	-	34.887
Movimenti dell'esercizio 2006						
Incrementi	346	274	9	1.323	415	2.367
Passaggi in esercizio	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche contabili	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	(844)	(200)	(10)	(409)	-	(1.463)
Disinvestimenti:						
- Valore di bilancio	2	-	-	142	-	144
- Fondo ammortamento	-	-	-	(101)	-	(101)
Totale	2	-	-	41	-	43
Saldo movimenti dell'esercizio 2006	(500)	74	(1)	873	415	861
Situazione al 31.12.2006						
Costo originario	33.995	3.979	102	4.192	415	42.683
Fondo ammortamento	(5.028)	(416)	(61)	(1.430)	-	(6.935)
Saldo al 31.12.2006	28.967	3.563	41	2.762	415	35.748

Terreni e fabbricati – Euro 28.967 mila

La voce rispetto al precedente esercizio si è incrementata per effetto di nuovi investimenti del periodo (Euro 346 mila) legati principalmente alla ristrutturazione dell'edificio che ospita sia la sede della società che delle controllate AU e GME, mentre il decremento è da imputare all'ammortamento dell'esercizio (Euro 844 mila).

Impianti e macchinario – Euro 3.563 mila

L'incremento della voce deriva da nuovi investimenti (Euro 274 mila) e riguarda principalmente la realizzazione degli impianti di condizionamento della server farm (Euro 34 mila) e degli impianti antintrusione degli accessi (Euro 78 mila), la fornitura di un sistema interattivo di risposta per il call center fotovoltaico (Euro 35 mila) e la ristrutturazione e la messa a norma degli altri impianti tecnologici della sede legale della società a seguito della ristrutturazione dell'edificio, mentre il decremento è relativo all'ammortamento dell'esercizio (Euro 200 mila).

Attrezzature industriali e commerciali – Euro 41 mila

La voce si riferisce principalmente ad attrezzature elettroniche e si decrementa per l'ammortamento dell'anno.

Altri beni – Euro 2.762 mila

Gli incrementi del periodo (Euro 1.323 mila) si riferiscono alla fornitura degli apparati necessari per le applicazioni del fotovoltaico quali: server, sistema di storage e sistema di back-up (Euro 400 mila); all'acquisizione di server per il trasferimento all'interno dell'azienda dei servizi informatici precedentemente gestiti in outsourcing da TERNA (Euro 364 mila); all'acquisto di sistemi hardware per l'adeguamento tecnologico del sistema informati-

co aziendale (Euro 517 mila) ed all'acquisto di mobili e arredi per l'edificio della sede legale della società (Euro 42 mila).

I decrementi pari ad Euro 450 mila si riferiscono all'ammortamento dell'esercizio ed in minima parte ad alienazioni.

Immobilizzazioni in corso e acconti – Euro 415 mila

Il saldo di tale voce riguarda i costi sostenuti per lavori di ristrutturazione in corso di alcune parti dell'edificio sede legale del GSE e delle società controllate.

Al 31 dicembre 2006, il Fondo ammortamento rappresenta nel suo complesso il 16% delle immobilizzazioni materiali soggette ad ammortamento.

Alla stessa data non esistevano ipoteche, privilegi o gravami di altro genere che limitavano la disponibilità dei beni di proprietà.

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE – Euro 15.635 mila

Sono costituite principalmente da partecipazioni in imprese controllate pari ad Euro 15.000 mila e per Euro 635 mila da crediti per prestiti al personale.

Partecipazioni in imprese controllate – Euro 15.000 mila

Sono iscritte in bilancio al costo di acquisto o di sottoscrizione.

- *Acquirente Unico S.p.A.*

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

- *Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.*

La partecipazione ammonta a Euro 7.500 mila e rappresenta il 100% del capitale sociale della società.

Partecipazione

Euro mila	Sede Legale	Capitale Sociale al 31.12.2006	Patrimonio netto al 31.12.2006	Utile d'esercizio al 31.12.2006	Quota % possesso	Valore attribuito
Imprese controllate						
Acquirente Unico S.p.A.	Roma	7.500	17.705	5.373	100	7.500
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.	Roma	7.500	26.834	7.944	100	7.500

Crediti verso altri – Euro 635 mila

Tale voce include principalmente i prestiti ai dipendenti, remunerati ai tassi correnti di mercato, che sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e che vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

Nell'apposita tabella di dettaglio inserita a completamento dell'attivo sono stati indicati l'importo dei crediti con scadenza entro e oltre i cinque anni.

ATTIVO CIRCOLANTE – EURO 2.884.287 MILA

CREDITI – Euro 2.666.495 mila

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

Crediti verso Clienti – Euro 401.098 mila

La voce relativa ai crediti verso clienti si riferisce essenzialmente ai crediti di natura commerciale sia per importi fatturati che per partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare.

Il credito per componente A3, destinata alla copertura del differenziale tra costi e ricavi inerenti la compravendita e l'incentivazione dell'energia (CIP 6 e fotovoltaico), si riferisce alla fatturazione nei confronti delle aziende distributrici collegate alla RTN effettuata negli ultimi giorni di dicembre, il cui incasso è avvenuto nel corso del mese di gennaio 2007. L'incremento rispetto all'anno precedente di Euro 147.584 mila è dovuto all'aumento del valore medio di tale componente da 5,5 Euro/MWh (dicembre 2005) a 10,1 Euro/MWh (dicembre 2006).

La voce crediti per dispacciamento si riferisce al periodo, antecedente al 31 ottobre 2005, durante il quale il GSE svolgeva le attività di trasmissione e dispacciamento. I valori presenti si riferiscono principalmente alle partite economiche di conguaglio che, in base alle deliberazioni di riferimento, integrano una prima fase di fatturazione in acconto. A tal riguardo GSE ha provveduto durante l'anno alla fatturazione pressoché completa dei conguagli relativi all'anno 2004, ed avvierà nel corso del prossimo esercizio quella fino al 31 ottobre 2005.

La voce crediti per corrispettivo di trasporto remunerazione GSE si riferisce al corrispettivo di cui all'art. 2 della Delibera 27/06 e succ. incassato da TERNA e successivamente riconosciuto a GSE.

La seguente tabella evidenzia la loro composizione ed il raffronto rispetto al 2005:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Crediti verso clienti per:			
- energia elettrica CIP 6 contratti per differenza	24.301	30.326	(6.025)
- componente A3	321.350	173.766	147.584
- attività di dispacciamento	90.313	150.198	(59.885)
- crediti per corrispettivo di trasporto remunerazione GSE	4.760	5.245	(485)
- attività diverse connesse all'energia	1.082	5.804	(4.722)
- per forniture e prestazioni diverse dall'energia	326	866	(540)
Totale crediti verso clienti	442.132	366.205	75.927
Fondo svalutazione crediti al 31.12.2006	(41.034)	(32.534)	(8.500)
Totale	401.098	333.671	67.427

I crediti sopra esposti sono nettati dal fondo svalutazione crediti esistente al 31 dicembre 2006, che rispetto all'esercizio precedente si incrementa complessivamente per effetto degli accantonamenti dell'anno per Euro 8.500 mila (Euro 3.852 mila nel 2005). L'ammontare della quota accantonata si riferisce

principalmente alle criticità di incasso di alcune specifiche posizioni creditorie, per le quali sono state avviate azioni di recupero, inerenti le attività di conguaglio delle cessate attività di trasmissione e dispacciamento svolte dal GSE fino al 31 ottobre 2005. Tale fondo nel corso dell'esercizio non ha subito decrementi per utilizzi.

Il fondo risulta complessivamente calcolato sulla base di apposite valutazioni analitiche, in relazione all'anzianità e allo status del credito (ordinario, di difficile recupero, ecc.).

Crediti verso imprese controllate – Euro 743.988 mila

Sono così rappresentati:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Verso Acquirente Unico S.p.A.			
Crediti per riversamento IVA e altro	84.762	78.075	6.687
Crediti per corrispettivi diversi connessi al servizio di dispacciamento	27.765	25.980	1.785
Crediti per vendita energia	4.573	38.831	(34.258)
Totale	117.100	142.886	(25.786)
Verso Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
Crediti per vendita energia su mercato elettrico	609.956	582.548	27.408
Crediti per riversamento IVA e altro	16.932	447	16.485
Totale	626.888	582.995	43.893
Totale	743.988	725.881	18.107

I crediti verso le società controllate, che subiscono complessivamente un incremento di Euro 18.107 mila, si riferiscono sia a partite inerenti la vendita di energia CIP 6 svolta nel corso dell'anno nei confronti del GME sul mercato elettrico del giorno prima, sia a partite legate al dispacciamento relative al periodo precedente al 31 ottobre 2005 e di cui si stanno definendo i conguagli.

Sono altresì compresi i crediti verso le controllate per il riversamento dell'IVA di Gruppo complessivamente pari a Euro 101.289 mila.

Crediti tributari – Euro 12.601 mila

I crediti tributari sono composti dal credito per IRES e IRAP risultante dagli acconti versati nell'esercizio al netto della stima delle imposte dell'esercizio.

Crediti verso altri – Euro 1.778 mila

Tali crediti al 31 dicembre 2006 ammontano a Euro 1.778 mila e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori nell'esercizio 2005 sono qui di seguito evidenziate:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Credito per Iva da recuperare da stato estero	1.579	5.668	(4.089)
Crediti per contributi da terzi	52	157	(105)
Anticipi a terzi	97	51	46
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	17	24	(7)
Partite diverse	33	137	(104)
Totale	1.778	6.037	(4.259)

La voce si riferisce principalmente ai crediti verso le amministrazioni straniere per il rimborso dell’IVA pagata. La riduzione è conseguenza degli incassi, mentre per il residuo sono state svolte tutte le attività di richiesta rimborso e si è in attesa degli incassi.

Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 1.507.030 mila

L’importo evidenziato costituisce il credito esistente nei confronti della CCSE a titolo dei contributi di competenza dovuti al GSE per l’acquisto di energia CIP 6 - ai sensi della Delibera AEEG 20/2001 e successive modifiche ed integrazioni – oltre a quelli relativi alle iniziative legate all’incentivazione di energia fotovoltaica (Delibera AEEG 1880/5). Rispetto all’esercizio precedente la voce presenta una variazione positiva di Euro 647.435 mila legata all’incremento netto dei costi per acquisto energia CIP 6 di competenza dell’anno, non coperto né dai ricavi relativi alla vendita né dalla componente tariffaria A3, che risulta insufficiente.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE – Euro 217.792 mila

Sono così formate:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Depositi bancari	217.784	494.025	(276.241)
Denaro e valori in cassa	8	7	1
Totale	217.792	494.032	(276.240)

Le disponibilità alla data del 31 dicembre 2006 sono tutte riferite a depositi di c/c, la riduzione rispetto allo scorso esercizio è motivata dal peggioramento della posizione finanziaria legato all’insufficienza del gettito della componente tariffaria A3.

RATEI E RISCONTI ATTIVI – EURO 37 MILA

Si sono rilevati fenomeni economici relativi a diverse tipologie di contratto, che hanno reso necessaria la rilevazione a fine esercizio per competenza di risconti attivi come evidenziato nella seguente tabella:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Risconti attivi per premi di assicurazione	19	25	(6)
Altri risconti attivi	18	69	(51)
Totale	37	94	(57)

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

Euro mila	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Crediti delle immobilizzazioni finanziarie				
Depositi in contanti presso terzi	-	-	7	7
Prestiti concessi ai dipendenti	89	280	259	628
Totale crediti delle immobilizzazioni finanziarie	89	280	266	635
Crediti del circolante				
Crediti verso clienti	401.098	-	-	401.098
Crediti verso controllate	743.988	-	-	743.988
Crediti tributari	12.601	-	-	12.601
Crediti verso altri	1.778	-	-	1.778
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	1.507.030	-	-	1.507.030
Totale crediti del circolante	2.666.495	-	-	2.666.495
Totale	2.666.584	280	266	2.667.130

Relativamente alla ripartizione per area geografica si segnala che i crediti, tranne quelli verso amministrazioni estere appartenenti alla UE per i rimborsi IVA, sono tutti vantati nell'ambito territoriale italiano.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVO

PATRIMONIO NETTO – EURO 92.895 MILA

I movimenti intervenuti nell'esercizio 2006 sono di seguito evidenziati:

Euro mila	Capitale Sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Riserva da conferimento	Utile d'esercizio	Totale
Saldo al 31.12.2004	26.000	2.699	51.273	291	14.588	94.851
Destinazione dell'utile 2004:						
- a riserva legale	-	729	-	-	(729)	-
- a riserva disponibile	-	-	3.647	-	(3.647)	-
- distribuzione del dividendo	-	-	-	-	(10.212)	(10.212)
Risultato netto dell'esercizio 2005:						
- Utile di esercizio	-	-	-	-	4.795	4.795
Saldo al 31.12.2005	26.000	3.428	54.920	291	4.795	89.434
Destinazione dell'utile 2005:						
- a riserva legale	-	240	-	-	(240)	-
- a riserva disponibile	-	-	-	-	-	-
- distribuzione del dividendo	-	-	-	-	(4.555)	(4.555)
Risultato netto dell'esercizio 2006:						
- Utile di esercizio	-	-	-	-	8.016	8.016
Saldo al 31.12.2006	26.000	3.668	54.920	291	8.016	92.895

Di seguito si espongono in maniera analitica l'origine, la possibilità di utilizzo, la distribuibilità, nonché la mancata utilizzazione nei precedenti esercizi, delle voci di Patrimonio netto:

Euro mila	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
DESCRIZIONE			
Capitale	26.000	-	-
Riserva legale	3.668	B)	-
Altre riserve:			
Riserva da conferimento	291	A) B) C)	291
Riserva disponibile	54.920	A) B) C)	54.920
Totale	84.879		
Quota non distribuibile	29.668		
Residuo quota distribuibile	55.211		
Totale	84.879		

LEGENDA:

A) per aumento di capitale

B) per copertura perdite

C) per distribuzione ai soci

CAPITALE SOCIALE – Euro 26.000 mila

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di un euro ciascuna.

RISERVA LEGALE – Euro 3.668 mila

Al 31 dicembre 2006 la voce risulta pari a Euro 3.668 mila. L'aumento di Euro 240 mila, rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2005, è attribuibile alla destinazione del 5% dell'utile dell'esercizio precedente, come previsto dall'art. 2430 del Codice Civile. Al 31 dicembre 2006 la riserva legale risulta pari al 14 % del capitale sociale.

ALTRE RISERVE – Euro 55.211 mila

Nella voce “*Riserva da conferimento*” è riportato l'importo di Euro 291 mila relativo al maggior valore afferente al ramo di azienda conferito da ENEL SpA a seguito dell'atto di conferimento del ramo di azienda del 2 agosto 1999.

La voce “*Riserva disponibile*” pari a Euro 54.920 mila deriva dalla destinazione degli utili conseguiti in esercizi precedenti al netto della quota destinata a riserva legale e della quota di dividendi distribuita nel corso degli anni.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione di utili a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 Codice Civile.

UTILE D'ESERCIZIO – Euro 8.016 mila

La voce accoglie il risultato dell'esercizio 2006.

FONDI PER RISCHI E ONERI – EURO 49.280 MILA

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

Euro mila	Valore al 31.12.2005	Accantonamenti	Utilizzi/Altre variazioni	Valore al 31.12.2006
Fondo per trattamento di quiescenza ed obblighi simili	443	20	(30)	433
Fondo per imposte, anche differite	213	-	-	213
Altri fondi:				
- Fondo contenzioso e rischi diversi	43.481	1.452	(775)	44.158
- Fondo oneri per incentivi all'esodo	5.353	-	(877)	4.476
Totale altri fondi	48.834	1.452	(1.652)	48.634
Totale fondi per rischi e oneri	49.490	1.472	(1.682)	49.280

Fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili – Euro 433 mila

Il fondo accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso e mensilità aggiuntive a favore del personale in servizio, che ha maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo di lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Gli accantonamenti sono costituiti dall'adeguamento delle suddette prestazioni per il personale in servizio mentre gli utilizzi si riferiscono alle erogazioni effettuate nel corso dell'esercizio.

Fondo per imposte, anche differite – Euro 213 mila

Il fondo accoglie imposte differite relative agli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche effettuati in anni precedenti.

Altri Fondi – Euro 48.634 mila**FONDO CONTENZIOSO E RISCHI DIVERSI – Euro 44.158 mila**

Il fondo al 31 dicembre 2006, comprende i potenziali oneri relativi a contenzioso in corso, valutati sulla base delle indicazioni dei legali interni ed esterni della società, altri legati ai rischi potenziali connessi con lo svolgimento di diverse attività operative, tutti ritenuti di probabile sostenimento, nonché gli oneri che si ritiene dover sostenere per la difesa avanti ai diversi organi di giudizio. Per le vertenze per le quali un eventuale esito negativo non è ragionevolmente quantificabile si rinvia al paragrafo "Impegni e rischi non risultanti dallo Stato patrimoniale".

Il fondo al 31 dicembre 2006 è riferito alle seguenti tipologie di rischio:

AZIENDE DI DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (EMBEDDED)

Le società AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke hanno impugnato con separati ricorsi la lettera dell'Autorità del 25 giugno 2001 relativa al corrispettivo per il trasporto di energia elettrica destinata al mercato vincolato sulla rete di trasmissione nazionale, in base alla quale, ai fini del calcolo del corrispettivo di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale, deve essere considerata anche la quota di energia prodotta dagli impianti di produzione nella disponibilità dell'impresa produttrice – distributrice (cd. embedded generation) e destinata al mercato vincolato della medesima impresa. Dinanzi al TAR i ricorsi erano stati dichiarati irricevibili per motivi procedurali e, conseguentemente, le imprese hanno fatto ricorso al Consiglio di Stato. In data 9 aprile 2004, il Consiglio di Stato ha accolto i ricorsi presentati e ha annullato il provvedimento della AEEG del 25 giugno 2001. In data 18 giugno 2004 la AEEG ha emanato la Delibera 91/04 con cui ha disposto di avviare un procedimento per la formazione di un provvedimento finalizzato a dirimere le controversie. Tale provvedimento è stato emanato da parte dell'AEEG stessa in data 8 marzo 2005 per mezzo della Delibera 40/05.

In data 26 gennaio 2005 alcune aziende distributrici hanno presentato ricorso avanti il Consiglio di Stato per l'esatta esecuzione del giudicato scaturente dalle sentenze (citato sopra) emesse dallo stesso Consiglio di Stato in data 9 aprile 2004; in data 24 maggio 2005 il Consiglio di Stato, avendo rilevato le Delibere AEEG 91/04 e 40/05, ha respinto il ricorso delle ricorrenti.

In data 18 maggio 2005 le medesime aziende di distribuzione (AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke) hanno impugnato la Delibera AEEG 40/05 di fronte al TAR Lombardia. In data 14 febbraio 2006 il Tribunale amministrativo ha emesso le sentenze con cui ha disposto l'annullamento della Delibera 40/05 nella parte in cui comprende, per gli anni 2000 e 2001, ai fini del computo dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale, l'energia autoprodotta destinata al mercato vincolato.

Il TAR Lombardia ha comunque dichiarato inammissibile per difetto di giurisdizione la domanda di restituzione delle somme pagate al GSE.

In data 19 aprile 2006 le medesime aziende di distribuzione (AEM Cremona, AEM Torino, Hera e Azienda energetica Etschwerke) hanno impugnato di fronte al Consiglio di Stato le sentenze del Tar Lombardia del 14 febbraio 2006. Il GSE si è costituito in data 18 maggio 2006.

SPOSTAMENTO ELETTRODOTTI

Sono pendenti due giudizi relativi alla richieste, basate sulla pretesa illegittimità degli atti posti a fondamento delle costituzioni di servitù di elettrodotto, avanzata dai proprietari di terreni in merito alla rimozione degli elettrodotti insistenti sugli stessi terreni a spese dei titolari delle linee e del GSE. In primo grado i giudizi si sono conclusi con pronunce a favore del GSE.

In un caso la parte soccombente ha proposto appello di fronte al Consiglio di Stato.

DISSERVIZI

Sono pendenti 6 giudizi, relativi a danni lamentati dalle imprese in relazione a presunti disservizi che sarebbero occorsi a causa di eventi verificatisi sulla rete di trasmissione nazionale.

CONTENZIOSO DEL LAVORO

Attualmente è pendente un numero esiguo di cause inerenti essenzialmente problematiche d'inquadramento, ricomprensione degli straordinari nel TFR e l'applicazione di istituti previsti nella precedente normativa ENEL.

IMPORT

In relazione alle attività di assegnazione della capacità di importazione si segnala che risultano pendenti dinanzi alla Corte di Cassazione due giudizi originatisi in conseguenza della procedura import 2002 rispettivamente per l'assegnazione sulla frontiera nord-est e sulla frontiera nord-ovest della capacità di trasmissione. Poiché prima il TAR Lombardia e poi il Consiglio di Stato hanno parzialmente accolto i ricorsi promossi, il GSE ha presentato ricorso in Corte di Cassazione.

Risultano ancora formalmente pendenti alcuni giudizi di impugnativa della Delibera AEEG 219/00 per l'assegnazione dell'anno 2001.

CIP 6

Sono pendenti di fronte al TAR Lombardia 9 ricorsi aventi ad oggetto la richiesta di annullamento della Delibera AEEG 188/06 in cui il GSE si è costituito ad adiuvandum dell'Autorità.

IMPIANTI ALIMENTATI DA FONTI RINNOVABILI E COGENERAZIONE

Sono pendenti due giudizi per mancato riconoscimento della fonte utilizzata per la produzione di energia quale fonte rinnovabile e altri due inerenti la qualificazione della energia ceduta al GSE ai sensi del Prov. CIP 6/92 (cessione destinata/cessione di eccedenze).

RICHIESTE INPS IN TEMA DI OBBLIGHI CONTRIBUTIVI

Sono state notificate cartelle esattoriali da parte dell'INPS con le quali viene richiesto il pagamento del contributo di maternità posto a carico dei datori di lavoro con più di 50 dipendenti.

Avverso tali cartelle esattoriali si è provveduto a presentare appositi ricorsi al fine di richiedere il riconoscimento del possesso di requisiti che legittimano l'esonero.

FONDO ONERI PER INCENTIVI ALL'ESODO – Euro 4.476 mila

Il fondo oneri per incentivi all'esodo accoglie l'accantonamento per oneri straordinari volti alla risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro.

Gli utilizzi si riferiscono a quei dipendenti che hanno usufruito di tali incentivazioni ed il cui rapporto di lavoro con la società è cessato nel corso dell'esercizio 2006.

TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO DI LAVORO SUBORDINATO – EURO 5.096 MILA

La movimentazione del saldo nel corso dell'esercizio 2006 è così rappresentata:

Euro mila	
Saldo al 31.12.2005	4.767
Accantonamenti	868
Utilizzi per erogazioni	(649)
Trasferimento da/ad altre società	97
Altri movimenti	13
Saldo al 31.12.2006	5.096

Il fondo copre tutte le spettanze di indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2006 dal personale dipendente dovute ai sensi di legge, nettate delle anticipazioni concesse ai dipendenti per prestiti per acquisto prima casa, anticipo spese sanitarie e per acquisto azioni ENEL S.p.A. (quest'ultima concessa in occasione dell'offerta pubblica di azioni ENEL S.p.A. in data 2 novembre 1999, quando la Capogruppo faceva ancora parte del Gruppo ENEL).

L'utilizzo è rappresentato dalla ordinaria movimentazione connessa alla risoluzione del rapporto di lavoro, acquisto prima casa o anticipazioni per spese sanitarie.

DEBITI – EURO 2.684.136 MILA

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

Debiti verso banche – Euro 534.543 mila

Si riferiscono sia al finanziamento a tasso variabile erogato da banca CREDIOP S.p.A. (Euro 12.911 mila) che verrà rimborsato anticipatamente nel mese di gennaio 2007, che ai debiti per linee di credito la cui apertura si è

resa necessaria per far fronte al disavanzo finanziario generato dall'insufficiente adeguamento della Componente A3 rispetto alle uscite relative ai pagamenti delle forniture di energia CIP 6.

Debiti verso fornitori – Euro 1.804.771 mila

Accolgono i debiti verso fornitori, per fatture già ricevute e per fatture da ricevere, principalmente per gli acquisti di energia CIP 6. Comprendono inoltre i debiti verso altri fornitori per prestazioni di servizi e acquisto di beni al netto delle note di credito da ricevere.

Il decremento del debito rispetto all'anno precedente pari a Euro 138.593 mila è dovuto ai minori flussi afferenti l'energia di dispacciamento che dal 31 ottobre 2005 non sono stati più intermediati dal GSE a seguito della cessione delle attività di trasmissione e dispacciamento.

Debiti verso imprese controllate – Euro 187.838 mila

La composizione è la seguente:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Verso Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.			
Debiti per operazioni sul mercato elettrico	328	-	328
Debiti per corrispettivi sul mercato elettrico	313	354	(41)
Debiti per forniture e prestazioni di diversa natura	45	81	(36)
Totale	686	435	251
Verso Acquirente Unico S.p.A.			
Debiti per differenze da regolare su contratti differenziali CIP 6 e altri	135.117	131.812	3.305
Debiti per conguaglio load profiling – Delibera 118/03	34.068	38.826	(4.758)
Debiti per corrispettivo di dispacciamento	14.315	36.378	(22.063)
Debiti per corrispettivo di scambio Delibera 48/04	3.513	40.843	(37.330)
Debiti per forniture e prestazioni di diversa natura	139	142	(3)
Totale	187.152	248.001	(60.849)
Totale	187.838	248.436	(60.598)

I debiti verso AU vedono complessivamente una riduzione di Euro 60.849 mila, per effetto della cessazione delle attività di trasmissione e dispacciamento e di conseguenza dei vari corrispettivi associati. I valori presenti al 31 dicembre 2006 si riferiscono principalmente alla gestione dei conguagli di tale attività.

Debiti tributari – Euro 8.076 mila

La voce rileva il debito verso l'Erario per IVA e quelli a titolo di sostituto di imposta per ritenute effettuate sul pagamento di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente e la voce altre imposte e tasse. Il confronto con l'esercizio 2005 è così sintetizzato:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
IVA	7.502	83.187	(75.685)
Ritenute d'imposta in qualità di sostituto	548	515	33
Altre imposte e tasse	26	12	14
Totale	8.076	83.714	(75.638)

Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale – Euro 617 mila

La composizione della voce è la seguente:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Debiti verso INPS	449	472	(23)
Debiti verso INPDAI	-	-	-
Debiti verso FOPEN	49	42	7
Debiti diversi	119	241	(122)
Totale	617	755	(138)

La voce è composta essenzialmente da debiti verso istituti di previdenza, assistenziali e assicurativi relativi a contributi a carico della società, gravanti sia sulle retribuzioni erogate che sugli oneri maturati e non corrisposti al personale per ferie maturate e non godute, nonché quelli relativi alle trattenute del personale dipendente.

Altri debiti – Euro 148.002 mila

Risultano così composti:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Depositi cauzionali su contratti differenziali per bande CIP 6	143.379	52.381	90.998
Debiti verso il personale	2.467	1.290	1.177
Debiti per commissioni fidejussioni amministrazione finanziaria	897	1.282	(385)
Debiti per trattenute fatte al personale per conto di terzi	18	22	(4)
Partite diverse	1.241	3.145	(1.904)
Totale	148.002	58.120	89.882

La variazione rispetto al valore del 31/12/2005 (Euro 89.882 mila), riconducibile ai depositi cauzionali su contratti differenziali versati dagli assegnatari per bande CIP 6, è dovuta sia al diverso ammontare richiesto in deposito, per effetto delle diverse disposizioni del 2006, sia ai ritardi da parte di alcuni assegnatari nell'emettere le fatture per la restituzione.

Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico – Euro 289 mila

Nella tabella seguente viene esposta la composizione del debito della società nei confronti della CCSE:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Debiti per versamento oneri servizio di interrompibilità	196	12.370	(12.174)
Debiti per maggiorazioni varie (A2, A4, A5, ecc.)	93	3.431	(3.338)
Totale	289	15.801	(15.512)

Il decremento della voce è dovuto all'esaurimento delle attività di esazione per conto della CCSE delle partite legate alla remunerazione del servizio di interrompibilità; il valore presente a tale titolo al 31 dicembre 2006 si riferisce a rettifiche di fatturazione in corso a fine anno.

I debiti per maggiorazioni sono legati alla fatturazione di conguagli di anni precedenti.

RATEI E RISCONTI PASSIVI – EURO 106.244 MILA

Sono composti come segue:

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Ratei passivi:			
Ratei su interessi passivi su mutuo	201	131	70
Altri ratei passivi	20	11	9
Totale	221	142	79
Risconti passivi	106.023	121.936	(15.913)
Totale	106.244	122.078	(15.834)

I ratei passivi sono sostanzialmente in linea con quelli dell'esercizio precedente.

I risconti passivi, riferiti alla sospensione di alcune partite inerenti i corrispettivi per la capacità di trasporto (CCT – CCC – CCI), c.d. rendita di interconnessione (Delibera 162/99) e la riconciliazione anno 2001 (DP), si riducono di circa Euro 15.913 mila principalmente per l'effetto combinato:

- dell'utilizzo per Euro 14.000 mila dei corrispettivi per la capacità di trasporto realizzati nel 2004 e nel 2005 a copertura degli oneri riconosciuti a TERNA con Delibera AEEG 73/06;
- dell'utilizzo di Euro 1.012 mila per il pagamento effettuato nell'anno a titolo di CCT;
- dell'utilizzo di circa Euro 940 mila per il pagamento di transazioni relative a fattispecie riconducibili alla riconciliazione anno 2001 come disposto dalla AEEG;
- dell'incremento di circa Euro 49 mila legato alla fatturazione della componente DP.

In base a quanto disposto dalla Delibera AEEG 162/06 l'ammontare di circa Euro 37,5 milioni, relativo ai corrispettivi CCT – CCC – CCI, dovrà essere versato ai proprietari RTN non oltre il 31 luglio 2007.

Nella tabella che segue è riportata la ripartizione dei debiti in relazione al loro grado temporale di esigibilità.

Euro mila	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno successivo	Oltre il 5° anno successivo	Totale
Debiti finanziari verso terzi				
Verso banche a medio-lungo termine	534.543	-	-	534.543
Totale debiti finanziari	534.543	-	-	534.543
Altri debiti				
Debiti verso fornitori	1.804.771	-	-	1.804.771
Debiti verso imprese controllate	187.838	-	-	187.838
Debiti tributari	8.076	-	-	8.076
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	617	-	-	617
Altri debiti	148.002	-	-	148.002
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico	289	-	-	289
Totale altri debiti	2.149.593	-	-	2.149.593
Totale	2.684.136	-	-	2.684.136

I debiti sono tutti riferibili a controparti rientranti nell'ambito territoriale italiano.

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE – EURO 41.349.279 MILA

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

Euro mila	31.12.2006	31.12.2005	Variazioni
Garanzie ricevute:			
- Fidejussioni ricevute da altre imprese e da terzi	99.873	45.931	53.942
Altri conti d'ordine:			
- Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica	41.031.000	40.235.038	795.962
- Impegni assunti per contratti differenziali	213.375	573.317	(359.942)
- Impegni assunti verso fornitori per forniture varie	5.031	4.909	122
Totale	41.349.279	40.859.195	490.084

La riduzione nel valore “Fidejussioni ricevute da altre imprese e da terzi” è conseguenza della cessione a TERNIA delle attività di trasmissione e dispacciamento. Difatti unitamente ai contratti commerciali inerenti tali attività sono state trasferite anche le fidejussioni relative.

La voce “Impegni assunti verso fornitori per acquisti energia elettrica” si riferisce alle convenzioni pluriennali stipulate con i produttori CIP 6. L'incremento è dovuto alla variazione dei prezzi di acquisto presi a base della valutazione. Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2427-bis del c.c., si espone di seguito, per l'unica categoria di strumenti finanziari in essere alla data di chiusura dell'esercizio, il fair value e l'informazione sulla loro entità (in termini di quantità sottostanti e nozionali). Alla chiusura dell'esercizio 2006 sono in essere contratti di copertura (cd contratti differenziali, o CFD) “a due vie” (stipulati anche con la controllata AU) per i diritti di assegnazione 2007 dell'energia CIP 6. Tali contratti non sono negoziati in mercati regolamentati, ragione per cui il fair value non può essere determinato utilizzando quotazioni ufficiali.

Il fair value è, pertanto, stimato, come previsto dal comma 3, punto b) dell'articolo 2427-bis c.c., mediante l'attualizzazione dei flussi di cassa attesi sulla base di modelli econometrici di valutazione che utilizzano previsioni di mercato sui prezzi dei sottostanti, elaborate dalla società. I dati utilizzati sono coerenti con le informazioni disponibili alla data di redazione del bilancio. Si precisa comunque che si tratta di stime che per loro natura possono discostarsi dai dati consuntivi.

Va anche evidenziato che, in prossimità dell'approvazione del progetto di bilancio, la stima aggiornata del fair value, in considerazione dell'evoluzione dei prezzi di mercato, ha evidenziato l'indicazione di una variazione che tuttavia non è stata recepita non avendo effetti sulla gestione del rischio finanziario da parte del GSE. Si ricorda, infatti, che gli impatti economici dei contratti CFD sono comunque passanti alla luce del quadro normativo che pone tali oneri a carico della componente A3. Le tabelle che seguono presentano il valore nozionale di energia elettrica ed il relativo fair value, che risulta essere negativo al 31 dicembre 2006.

Controparte	Quantitativi energia (TWh)	Fair value stimato (Euro mila)
Mercato Vincolato (Acquirente Unico)	16,56	(74.681)
Mercato Libero	30,74	(138.694)
Totale	47,30	(213.375)

IMPEGNI E RISCHI NON RISULTANTI DALLO STATO PATRIMONIALE

CONTROVERSIE

Campi elettromagnetici

Il GSE continua a essere parte in giudizi (circa 10) relativi a tale materia e nel 2006 sono stati notificati solamente due atti di citazione attraverso le quali gli attori richiedono il risarcimento dei danni, sul presupposto di una pretesa nocività per la salute delle emissioni elettromagnetiche.

Distacchi di carico

A fronte di un centinaio di richieste di risarcimento danni per i distacchi di carico operati il 26 giugno 2003, ad oggi è stata effettivamente notificata al GSE una sola causa di risarcimento danni.

Risarcimenti per il blackout

In relazione agli eventi del 28 settembre 2003, sono pervenute al GSE numerose richieste di risarcimento danni suddivise tra richieste forfetarie di Euro 25,82 su moduli prestampati messi a disposizione dalle associazioni di consumatori e richieste analitiche provenienti sia da privati cittadini che da aziende, per le quali non è facile prevedere quante evolveranno in futuri giudizi.

Alla data del 27 aprile 2007 risultano notificate 8.870 cause per richieste di risarcimento danni, cui si devono aggiungere le quasi 3.000 lettere pervenute aventi ad oggetto la richiesta di rimborsi forfettari. Dei procedimenti fino ad oggi definiti in primo grado con sentenza (5.151), in 596 casi il GSE è risultato soccombente ed ha proposto appello contro tali sentenze, in alcuni casi (243) i procedimenti di appello si sono conclusi ed anche in questo caso il GSE è risultato soccombente ed è in procinto di proporre ricorso di fronte alla Corte di Cassazione.

L'eventuale ulteriore adozione di pronunce sfavorevoli al GSE potrebbe determinare effetti economici che allo stato tuttavia non sono prevedibili e determinabili; concorre a tale situazione la circostanza che mancano ancora circa 2 anni per la prescrizione del diritto al risarcimento ed è quindi potenzialmente possibile che vengano promosse ulteriori nuove azioni di risarcimento.

Al riguardo si segnala che:

- alcune delle cause già in corso potrebbero essere vere e proprie cause-pilota aventi per scopo la creazione di un precedente giurisprudenziale al quale far seguire, in caso di condanna del GSE, innumerevoli nuove cause di risarcimento del danno;
- alle società di distribuzione, in primo luogo ENEL Distribuzione SpA, sono stati notificati vari giudizi per il risarcimento danni. A tal proposito non si può escludere una possibile chiamata in giudizio del GSE da parte del distributore.

Fotovoltaico

Sono pendenti 16 ricorsi di fronte al TAR Lazio per l'annullamento dei provvedimenti del GSE con cui sono state dichiarate inammissibili le domande di ammissione alle tariffe incentivanti di impianti fotovoltaici. Inoltre sono pendenti due ricorsi di fronte al Consiglio di Stato in cui il GSE ha appellato le due sentenze della IV sezione del Tar Lombardia che hanno annullato la parte del DM 06/02/2006 che regolava l'aggiornamento delle tariffe incentivanti.

COSTI E RICAVI INERENTI LA MOVIMENTAZIONE DELL'ENERGIA

Relativamente ad alcune poste economiche di ricavo e costo inerenti la movimentazione di energia elettrica afferenti principalmente alla ceduta attività di trasmissione e dispacciamento a TERNA, si è proceduto alla rilevazione contabile sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della preparazione del presente bilancio.

La modalità di rilevazione dei flussi di energia, propria dell'attuale sistema elettrico, prevede infatti in diversi casi l'utilizzo di dati basati su stime ed autocertificazioni dei produttori e distributori che potrebbero essere oggetto di successive rettifiche. L'adozione di queste informazioni ha comportato, e potrebbe comportare nei bilanci dei futuri esercizi, l'iscrizione di significative sopravvenienze attive e passive. Tali sopravvenienze, sulla base del quadro regolatorio vigente, se non riferite a componenti specifiche di remunerazione del GSE, avrebbero natura passante sui risultati dei futuri esercizi.

Peraltro, come anche evidenziato nella relazione sulla gestione, GSE ha proceduto alla fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento degli anni 2002, 2003 e 2004 in ragione del principio che restano a carico del GSE tutti i fatti economicamente riconducibili al periodo ante 1° novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda.

CONTO ECONOMICO

VALORE DELLA PRODUZIONE – EURO 7.373.597 MILA

Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 7.275.993 mila

La composizione del saldo al 31 dicembre 2006 e le variazioni rispetto ai corrispondenti valori del precedente esercizio sono qui di seguito illustrate:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Vendita energia:			
• Acquirente Unico S.p.A.:			
- vendita energia elettrica - ex D.LGS. 387/03	2.736	40.236	(37.500)
- altre	-	121.496	(121.496)
• Gestore del mercato elettrico S.p.A.:			
- vendita energia CIP 6 su MGP - GME	3.739.905	3.046.169	693.736
- altre	-	265.926	(265.926)
- a terzi	2.845	950.023	(947.178)
Corrispettivi di trasporto e dispacciamento:			
• Acquirente Unico S.p.A.	-	756.242	(756.242)
• Gestore del mercato elettrico S.p.A.	-	3.566	(3.566)
• Verso terzi:			
- approvvigionamento su MSD	6.635	-	6.635
- corrispettivo di remunerazione GSE	28.403	4.773	23.630
- altre	-	1.596.679	(1.596.679)
Altri ricavi energia verso terzi:			
- vendita certificati verdi nazionali D.M. 79/99	3.491	96.875	(93.384)
- vendita RECS	349	95	254
- altri ricavi	-	13.081	(13.081)
Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico	3.491.629	3.021.123	470.506
Totale	7.275.993	9.916.284	(2.640.291)

Si segnala, ai fini della comparazione tra i due esercizi, che i valori economici del 2005 comprendono per i primi 10 mesi dell'anno i corrispettivi relativi alle attività di trasmissione e dispacciamento trasferite a TERNA. Tale condizione giustifica la consistente riduzione rispetto all'anno precedente del totale della voce di bilancio.

Le voci di ricavo confrontabili con l'esercizio passato, in quanto relative alla stessa tipologia, si riferiscono alle attività di compravendita CIP 6.

Per tale aspetto si segnala che:

- nell'ambito delle "Vendita energia" è rilevato per Euro 3.739.905 mila l'ammontare dei ricavi per vendita energia CIP 6 al GME effettuata sul MGP. Rispetto al precedente esercizio la voce aumenta di Euro 693.736 mila per effetto dell'incremento del prezzo medio di vendita (+ 27,6%) pur in presenza di una riduzione delle quantità offerte in Borsa (- 6,8%);
- il corrispettivo di remunerazione si riferisce a quanto previsto dall'art. 2 della Delibera 27/06 a copertura dei costi di funzionamento del GSE; nel 2005 è riferito al solo periodo novembre-dicembre. Si segnala che la AEEG con Delibera 97/07, pur riconoscendo i costi sostenuti dalla società in qualità di soggetto attuatore dell'incen-

tivazione del fotovoltaico, pari a Euro 475 mila per l'anno 2005 e pari a Euro 4.652 mila per l'anno 2006, ha considerato sufficiente il corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento del GSE, unitamente agli altri ricavi ed al risultato della gestione finanziaria;

- nell'ambito dei corrispettivi di dispacciamento sono compresi nel 2006 gli importi pagati dalle unità di produzione CIP 6 sulle immissioni in rete;
- nell'ambito della voce "Altri ricavi energia" è compreso per Euro 3.491 mila il valore per la vendita dei certificati verdi (il valore dello scorso esercizio è stato pari a Euro 96.875 mila);
- il valore della voce "Contributi Cassa Conguaglio Settore Elettrico" pari a Euro 3.491.629 mila si incrementa rispetto all'esercizio precedente per Euro 470.506 mila. Tale variazione è riconducibile per circa il 50% all'incremento, nell'esercizio corrente, dei costi per acquisto energia e per copertura degli oneri derivanti dai contratti differenziali non coperti dai ricavi derivanti dalle vendite, per circa il 20% alla riduzione dei ricavi per vendita dei CV rispetto allo scorso esercizio, e per circa il 30% alla presenza nello scorso esercizio del controvalore della plusvalenza di cessione del ramo d'azienda destinato a parziale copertura degli oneri CIP 6 in base alla disposizione della Delibera 79 del 12 aprile 2006.

Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni

La voce non presenta movimentazione nell'esercizio 2006 non essendo presenti progetti di investimento che abbiano richiesto il significativo apporto di dipendenti della società.

Altri ricavi e proventi – Euro 97.604 mila

La voce accoglie le seguenti partite:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Sopravvenienze attive:			
• verso terzi:			
- Corrispettivi dispacciamento, bilanciamento e altri	81.065	114.701	(33.636)
- Vendite energia fonti rinnovabili (CIP 6)	15	6.133	(6.118)
- Corrispettivo di trasporto Delibera 05/04	456	5.975	(5.519)
- Altre	206	191	15
Totale	81.742	127.000	(45.258)
• verso società del gruppo	8.910	52.280	(43.370)
Totale	90.652	179.280	(88.628)
Ricavi per prestazioni e servizi vari:			
- a società del gruppo	4.538	4.804	(266)
- a terzi	1.825	1.966	(141)
Totale	6.363	6.770	(407)
Altri ricavi	589	4.208	(3.619)
Totale	97.604	190.258	(92.654)

La voce sopravvenienze attive complessivamente pari a Euro 90.652 mila si riferisce principalmente agli esiti dell'attività di conguaglio effettuata nel corso dell'anno delle partite relative ai contratti di bilanciamento e scambio (Delibera 27/03 e succ.) ed alle partite di dispacciamento (Delibera 48/04). I conguagli discendono dai meccani-

smi previsti dalle citate deliberazioni che, ad una fase di fatturazione in acconto, ne prevedevano una successiva di definizione basata sulla misurazione fisica delle energie.

Dell'importo totale una quota, pari a Euro 83.877 mila, relativa al dispacciamento, risulta passante in quanto afferente ad analoghi fenomeni rilevati nell'ambito delle sopravvenienze passive, e in particolare si riferisce:

- per Euro 42.454 mila al corrispettivo di dispacciamento a copertura oneri Delibera AEEG 27/03;
- per Euro 9.302 mila a partite relative al dispacciamento ai sensi della Delibera AEEG 237/04;
- per Euro 32.121 mila alla componente UPLIFT posta a copertura degli oneri di dispacciamento Delibera AEEG 48/04 (sia oneri verso terzi per Euro 11.147 mila che verso società del Gruppo per Euro 20.974 mila).

Relativamente alla quota verso società del Gruppo, una quota delle sopravvenienze relative all'energia D.Lgs. 387/03 pari a Euro 6.033 mila, di cui Euro 6.018 mila verso AU, rientra, unitamente agli oneri CIP 6 rilevati nelle sopravvenienze passive, nella gestione della compravendita energia da fonte rinnovabile i cui oneri netti trovano copertura attraverso la componente tariffaria A3.

La quota per corrispettivo di trasporto Delibera 05/04 pari a Euro 456 mila, si riferisce a rettifiche integrative relative all'anno 2005 e trovano anch'esse una contrapposizione nell'ambito delle sopravvenienze passive per Euro 454 mila.

I ricavi per prestazioni e servizi vari a terzi e a società del gruppo, complessivamente pari a Euro 6.363 mila, comprendono prevalentemente il riaddebito del costo dei dipendenti del GSE distaccati sia presso la CCSE che presso le società controllate e i ricavi per l'attività di servizi svolta per conto delle controllate.

COSTI DELLA PRODUZIONE – EURO 7.379.345 MILA

Comprende le seguenti voci:

Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci – Euro 7.205.589 mila

La composizione di tale voce e le variazioni rispetto all'anno 2005 sono espone nel seguente prospetto:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Acquisto energia:			
– da società del gruppo:			
Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.	-	291.104	(291.104)
Acquirente Unico S.p.A. - Differenziali CIP 6	353.150	181.129	172.021
Acquirente Unico S.p.A. - Altre	-	132.190	(132.190)
Totale	353.150	604.423	(251.273)
– da terzi:			
CIP 6 e altri oneri	6.852.247	6.148.973	703.274
Mercato servizi di dispacciamento (MSD)	-	1.493.711	(1.493.711)
Altri acquisti sul mercato elettrico	-	279.977	(279.977)
Totale	6.852.247	7.922.661	(1.070.414)
Altri acquisti e forniture diverse dall'energia	192	525	(333)
Totale	7.205.589	8.527.609	(1.322.020)

Si segnala, ai fini della comparazione tra i due esercizi, che i valori economici del 2005 comprendono importi riferiti ad acquisti effettuati ai fini del dispacciamento, attività questa non più svolta dal GSE a partire dal 1° novembre 2005.

Le voci di costo confrontabili con l'esercizio passato, in quanto relative allo stesso arco temporale ed alla stessa fattispecie, si riferiscono alle attività di compravendita CIP 6.

In tale ambito si rileva che i costi complessivi inerenti gli acquisti di energia CIP 6 si incrementano globalmente di Euro 703.274 mila a seguito sia dell'aumento che si è verificato nell'esercizio corrente dei costi medi di acquisto in conseguenza della variazione positiva dei valori di riferimento legata ai combustibili, sia dei maggiori oneri sostenuti per la copertura riconosciuta agli assegnatari delle bande CIP 6 per ogni MWh acquistato in borsa, che in termini percentuali rispetto al PUN, è passato dal 14,6% al 26%.

Per servizi – Euro 14.738 mila

La voce, di seguito dettagliata, si riduce nel totale per effetto del già citato trasferimento di attività di trasmissione e dispacciamento. Enucleando tali specifiche fattispecie si rileva tuttavia una generalizzata riduzione anche delle altre voci – ciò sia quale riflesso della contrazione delle attività, peraltro svolta solo nella sede di Roma, sia delle azioni di efficientamento dei vari processi aziendali.

Relativamente alle spese per il servizio di somministrazione di lavoro l'incremento è da ricondurre all'avvio delle attività istruttorie legate al riconoscimento degli incentivi al fotovoltaico, che hanno visto GSE gestire migliaia di domande di ammissione agli incentivi, e quindi la necessità di ricorrere a forme di lavoro interinale.

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Costi per acquisto servizi relativi all'energia:			
• verso terzi:			
corrispettivo attività rilevamento e registrazione e.e.	1.562	555	1.007
altri	27	560.749	(560.722)
• verso società del gruppo:			
Acquirente Unico S.p.A.	-	8.132	(8.132)
GME - Corrispettivi per offerte sul mercato elettrico	1.936	2.391	(455)
GME - Altri	2	43.247	(43.245)
Totale	3.527	615.074	(611.547)
Costi per corrispettivi dovuti per servizi diversi dall'energia:			
Prestazioni e consulenze professionali	1.827	3.732	(1.905)
Prestazioni per attività informatiche	1.710	2.967	(1.257)
Immagine e comunicazione	1.489	1.869	(380)
Servizi per il personale	1.190	3.088	(1.898)
Spese per servizio di somministrazione di lavoro (ex lavoro interinale)	1.115	392	723
Emolumenti amministratori e sindaci	772	1.050	(278)
Telefoniche	377	778	(401)
Vigilanza	358	2.524	(2.166)
Servizi diversi da società controllate	309	327	(18)
Pulizia	279	609	(330)
Manutenzioni e riparazioni	224	1.824	(1.600)
Trasmissione dati	47	1.376	(1.329)
Altri servizi	1.514	2.199	(685)
Totale	11.211	22.735	(11.524)
Totale	14.738	637.809	(623.071)

Gli emolumenti e le quota di contributo a carico dell'azienda per compensi ai componenti del Consiglio di Amministrazione sono pari a Euro 689 mila e per i componenti del Collegio Sindacale sono pari a Euro 83 mila.

Per godimento beni di terzi – Euro 13.386 mila

La voce è di seguito dettagliata:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Canoni da corrispondere a proprietari RTN	12.815	706.227	(693.412)
Canoni da corrispondere ai proprietari di rete ETSO - CBT	-	59.587	(59.587)
Affitti e locazione di beni immobili	236	1.777	(1.541)
Noleggi	335	1.065	(730)
Totale	13.386	768.656	(755.270)

I valori si riferiscono essenzialmente ai costi per la remunerazione ai proprietari della RTN riconosciuti dal GSE quale soggetto avente la disponibilità degli impianti di Produzione CIP 6, e trovano copertura nella componente A3. Le attività relative a rapporti ETSO-CBT sono cessate nel corso del 2005.

Per il personale – Euro 16.413 mila

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza nel 2006 e quella puntuale al 31 dicembre 2006 confrontata con l'anno precedente.

	Consistenza media 2006	Consistenza al 31.12.2006	Consistenza al 31.12.2005
Dirigenti	20	20	20
Quadri	65	71	60
Impiegati	133	132	122
Totale	218	223	202

Il costo del lavoro si riduce di Euro 34.800 mila rispetto allo scorso esercizio a seguito della riduzione negli organici avvenuta in conseguenza del trasferimento di personale per effetto della cessione di ramo di azienda, la consistenza media difatti passa da 682 del 2005 a 218 del 2006.

Si segnala, inoltre, che l'organico della Società alla data di efficacia della nomina del nuovo Amministratore Delegato, il 15 marzo 2006, era pari a 218 risorse.

Ammortamenti e svalutazioni – Euro 10.672 mila

Le quote di ammortamento, calcolate secondo le modalità indicate nel commento delle immobilizzazioni pari complessivamente a Euro 2.154 mila, riguardano per Euro 691 mila quelle immateriali e per Euro 1.463 mila quelle materiali. Si riducono rispetto allo scorso esercizio di circa Euro 9.397 mila a seguito del trasferimento degli asset compresi nel ramo di azienda ceduto. Le rilevazioni degli ammortamenti sono state eseguite applicando le sole aliquote economico-tecniche, con esclusione, pertanto, delle quote aggiuntive ammesse fino alla concorrenza dei limiti fiscali, che in precedenza venivano iscritte in bilancio.

Le svalutazioni sono relative all'accantonamento per Euro 8.500 mila (Euro 3.852 mila nel 2005) al fondo svalutazione crediti. L'ammontare della quota accantonata, si riferisce esclusivamente alle criticità di incasso di alcune specifiche posizioni creditorie, per le quali sono state avviate azioni di recupero, inerenti le attività di conguaglio delle cessate attività di trasmissione e dispacciamento svolte dal GSE fino al 31 ottobre 2005.

Accantonamenti per rischi – Euro 1.452 mila

Gli accantonamenti ai fondi, dettagliatamente commentati nell'ambito del passivo, sono stati definiti tenendo conto anche del contesto determinato dal DPCM 11 maggio 2004 che ha escluso dal trasferimento a TERNA gli eventuali oneri e i relativi stanziamenti di copertura, di natura risarcitoria e sanzionatoria per le attività poste in essere fino alla data di efficacia del trasferimento.

Oneri diversi di gestione – Euro 117.094 mila

Il dettaglio della voce è così composto:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Sopravvenienze passive per:			
• verso terzi:			
- Oneri per contratti di bilanciamento e scambio Delibera 27/03	42.454	70.065	(27.611)
- Acquisto energia da fonti rinnovabili (CIP 6) anni precedenti	22.651	37.097	(14.446)
- Oneri Delibera 48/04	11.147	36.696	(25.549)
- Oneri Delibera 237/04 e 118/03 - Load Profiling	9.302	-	9.302
- Oneri per reintegrazione costi generazione	-	6.900	(6.900)
- Corrispettivo di trasporto - Delibera 05/04 produttori CIP 6	2.266	-	2.266
- Corrispettivo di trasporto - attività di trasmissione	454	5.182	(4.728)
- Altre	5.624	2.028	3.596
Totale	93.898	157.968	(64.070)
• verso società del gruppo :			
- Oneri Dispacciamento ed energia D.Lgs. 387/03	20.974	55.556	(34.582)
- Oneri monitoraggio mercato Delibera 143/06	328	-	328
• verso società del gruppo (dispacciamento e altro)	21.302	55.556	(34.254)
Totale sopravvenienze	115.200	269.080	(132.578)
Contributi per incentivazione impianti fotovoltaici	1.093	-	1.093
Quote associative ad associazioni sindacali e di categoria, istituti enti, ecc.	125	354	(229)
Imposte e tasse comunali	189	301	(112)
Contributi diversi	244	256	(12)
Giornali, libri, riviste ecc.	63	175	(112)
Altri oneri	180	662	(482)
Totale	117.094	270.828	(132.432)

La voce si riferisce quasi esclusivamente alle componenti relative alle sopravvenienze passive, sia quelle derivanti dai conguagli delle attività di trasmissione e dispacciamento e che trovano compensazione nell'ambito delle sopravvenienze attive, sia quelle relative agli acquisti di energia CIP 6 di anni precedenti che trovano invece copertura nella componente A3.

La voce contributi per impianti fotovoltaici è riferita all'ammontare riconosciuto ai soggetti responsabili relativamente alla competenza economica 2006. Tale onere trova copertura nella componente tariffaria A3.

PROVENTI E ONERI FINANZIARI – EURO 14.354 MILA

Il dettaglio della voce è il seguente:

Proventi da partecipazioni – Euro 7.912 mila

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Dividendi percepiti da imprese controllate - Acquirente Unico S.p.A.	1.712	-	1.712
Dividendi percepiti da imprese controllate - Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.	6.200	-	6.200
Totale	7.912	-	7.912

Altri proventi – Euro 9.468 mila

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Interessi attivi su depositi e c/c bancari	7.425	12.463	(5.038)
Interessi di mora su crediti per vendita energia elettrica	392	1.222	(830)
Interessi su prestiti a dipendenti	14	25	(11)
Altri interessi	1.637	880	757
Totale	9.468	14.590	(5.122)

Rispetto al precedente esercizio si rileva una riduzione pari ad Euro 5.122 mila per effetto della minor giacenza media di disponibilità liquide verificatasi in particolare nella seconda parte dell'anno a seguito del conguaglio CIP 6 per l'anno 2005.

Interessi e altri oneri finanziari – Euro 3.026 mila

La voce è così composta:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Interessi su finanziamenti a breve termine	2.444	-	2.444
Interessi passivi su mutui	397	300	97
Interessi di mora su ritardati versamenti maggiorazione e altro	96	5.295	(5.199)
Commissioni su fidejussioni bancarie a favore dell'Amministrazione Finanziaria	89	1.398	(1.309)
Totale	3.026	6.993	(3.967)

Rispetto al precedente esercizio la voce si riduce per Euro 3.967 mila.

Occorre tuttavia considerare che nei valori dello scorso esercizio sono compresi fenomeni unici e specifici relativi a interessi di mora su ritardati versamenti di maggiorazioni a favore della CCSE (Euro 4.920 mila) e alle commissioni su fidejussioni bancarie (Euro 1.398 mila) emesse a favore dell'Amministrazione Finanziaria a garanzia del credito IVA esistente negli esercizi precedenti. Enucleando tali fattispecie, dal confronto emerge il fenomeno, presente a partire dal 2006, degli interessi passivi su finanziamenti a breve termine generati dal ricorso a linee di credito per far fronte alle carenze di liquidità del GSE già commentate nel passivo.

PROVENTI E ONERI STRAORDINARI – EURO 510 MILA

La voce è composta principalmente da proventi per minori imposte versate in sede di dichiarazione dei redditi (Euro 658 mila) al netto di rettifiche dovute a integrazioni di rilevazioni contabili dei precedenti esercizi.

**IMPOSTE SUL REDDITO DELL'ESERCIZIO, CORRENTI, DIFFERITE E ANTICIPATE
EURO 1.100 MILA**

Il dettaglio della voce è il seguente:

Euro mila	2006	2005	Variazioni
Imposte correnti:			
Ires	-	11.700	(11.700)
Irap	1.100	-	1.100
Imposte differite	-	(727)	727
Imposte anticipate	-	2.420	(2.420)
Totale	1.100	13.393	(12.293)

In particolare, relativamente alle svalutazioni su partecipazioni di anni precedenti (Euro 3.138 mila) non sono state prudenzialmente calcolate imposte anticipate non ricorrendo i presupposti di ragionevole certezza del loro recupero attraverso il conseguimento di utili fiscali negli esercizi futuri nei quali saranno recuperate le differenze temporanee in aumento effettuate in sede di dichiarazione dei redditi in questo e nei precedenti esercizi. Si segnala inoltre, ai sensi dell'OIC 25, che non è stato contabilizzato il beneficio fiscale connesso alla perdita fiscale risultante dalla stima delle imposte, pari a Euro 3.715 mila, per la mancanza della ragionevole certezza dell'esistenza dei redditi imponibili futuri.

La riconciliazione tra l'onere fiscale da bilancio ed onere teorico è evidenziata nei seguenti prospetti:

RICONCILIAZIONE IRES

Euro mila	Imponibile	IRES
Imposte correnti:		
Risultato d'esercizio prima delle imposte	9.116	
IRES TEORICA (aliquota 33%)		3.008
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	-	
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	1.364	
Rigiro delle differenze temporanee da esercizi precedenti	(7.122)	
Differenze che non si riverseranno negli esercizi successivi	(7.073)	
Imponibile fiscale IRES	(3.715)	
Totale IRES		-

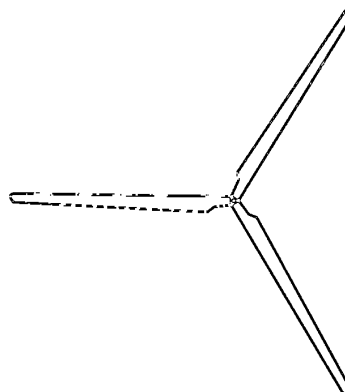
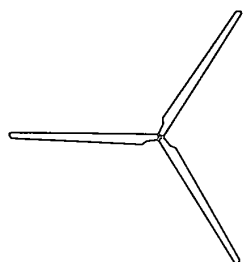
RICONCILIAZIONE IRES

Euro mila	Imponibile	IRAP
Differenza tra valore e costi della produzione	(5.747)	
IRAP (aliquota 5,25%)		-
Differenze permanenti	26.697	
Imponibile fiscale IRAP	20.950	
Accantonamento IRAP corrente per l'esercizio		1.100

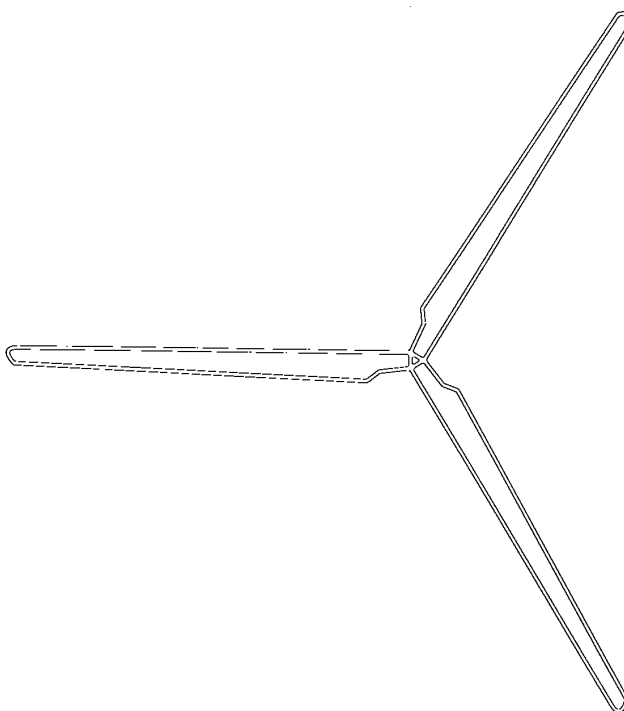
* * *

Per quanto riguarda i Fatti accaduti dopo la chiusura dell'esercizio e la prevedibile evoluzione della gestione si rimanda alla Relazione sulla gestione.

PAGINA BIANCA



Relazione del Collegio Sindacale



PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEI SOCI AI SENSI DELL'ART. 2429 DEL CODICE CIVILE

All'Assemblea Azionisti della società GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI - GSE S.p.A.

Signor Azionista,

nel corso dell'esercizio chiuso il 31/12/2006 il Collegio Sindacale ha svolto le funzioni previste dagli artt. 2403 e seguenti del Codice Civile, ispirando la propria attività anche alle Norme di Comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dai Consigli Nazionali dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

In particolare il Collegio Sindacale:

- nel corso dell'esercizio ha vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione partecipando alle riunioni dell'Assemblea e del Consiglio di Amministrazione. A tale riguardo il Collegio Sindacale dà atto di aver ottenuto dall'organo amministrativo informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni e caratteristiche, effettuate dalla Società. Il Collegio può ragionevolmente assicurare che le azioni poste in essere sono conformi alla legge e allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea dei soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha valutato e vigilato – per quanto di propria competenza – sull'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dal soggetto incaricato del controllo contabile e l'esame dei documenti aziendali. A tale riguardo non ha osservazioni particolari da riferire;
- ha tenuto riunioni periodiche con gli esponenti della Società di revisione, dalle quali non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione. La stessa Società ha rilasciato l'attestazione di certificazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2006 ed ha precisato di non aver riscontrato, nel corso della sua attività, omissioni, irregolarità o fatti rilevanti, comunque censurabili;
- ha acquisito conoscenza e vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società e a tale riguardo non ha osservazioni particolari da riferire;
- non sono pervenute denunce ex art. 2408 Codice Civile;
- nel corso dell'esercizio 2006 il Collegio Sindacale ha rilasciato i pareri richiesti dall'articolo 2389, 3° comma del Codice Civile e quelli richiesti e di competenza, in particolare:
 - in data 19 gennaio 2006 ha espresso parere favorevole sulla delibera del Consiglio di Amministrazione con la quale, in seguito alle dimissioni dell'Amministratore Delegato, venivano affidati al Presidente tutti quei poteri necessari allo svolgimento delle attività aziendali il cui esercizio fosse stato caratterizzato da ragioni di urgenza ed indifferibilità;
 - in data 28 febbraio 2006 ha espresso parere favorevole sulla proposta formulata dal Comitato Consiliare sui compensi degli Amministratori con particolari incarichi;
- nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

L'attività del Collegio Sindacale, sopra descritta, è stata svolta durante le riunioni periodiche previste, mediante accessi nella Società, assistendo alle riunioni del Consiglio di Amministrazione.

Il Collegio Sindacale ha esaminato il progetto di bilancio d'esercizio della società al 31/12/2006 redatto dagli Amministratori ai sensi di legge e da questi regolarmente comunicato, unitamente ai prospetti e agli allegati di dettaglio, nella riunione del Consiglio di Amministrazione del 17 maggio 2007.

Lo stato patrimoniale evidenzia un utile dell'esercizio di Euro 8.016.417 che si riassume nei seguenti valori:

STATO PATRIMONIALE ATTIVO

Euro	31 dicembre 2006	31 dicembre 2005
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti	-	-
Immobilizzazioni	53.327.207	51.855.702
Attivo circolante	2.884.287.369	2.576.922.773
Ratei e risconti	36.691	93.507
TOTALE ATTIVO	2.937.651.267	2.628.871.982

PATRIMONIO NETTO E PASSIVO

Euro	31 dicembre 2006	31 dicembre 2005
Patrimonio netto		
I Capitale	26.000.000	26.000.000
IV Riserva legale	3.667.735	3.427.990
VII Altre riserve	55.211.426	55.211.427
IX Utile (perdita) d'esercizio	8.016.417	4.794.906
Totale Patrimonio netto	92.895.578	89.434.323
Fondo per rischi ed oneri	49.280.055	49.490.285
T.F.R. di lavoro subordinato	5.095.935	4.767.196
Debiti	2.684.136.079	2.363.101.828
Ratei e risconti	106.243.620	122.078.350
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVO	2.937.651.267	2.628.871.982

CONTI D'ORDINE

Euro	31 dicembre 2006	31 dicembre 2005
Conti d'ordine	41.349.279.051	40.859.195.696

Il Conto economico presenta, in sintesi, i seguenti valori:

CONTO ECONOMICO

Euro	31 dicembre 2006	31 dicembre 2005
Valore della produzione	7.373.597.281	10.111.660.418
Costi della produzione	7.379.344.566	10.233.721.200
Differenza tra valore e costi di produzione	(5.747.282)	(122.060.782)
Proventi e oneri finanziari	14.353.670	7.597.018
Rettifiche di valore dell'attività finanziarie	-	-
Proventi e oneri straordinari	510.032	132.651.952
Risultato prima delle imposte	9.116.417	18.188.188
Imposte sul reddito	(1.100.000)	(13.393.282)
UTILE NETTO DI ESERCIZIO	8.016.417	4.794.906

In merito all'esame del bilancio si riferisce quanto segue:

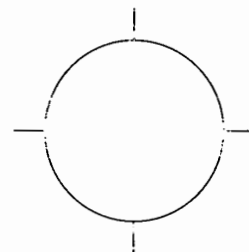
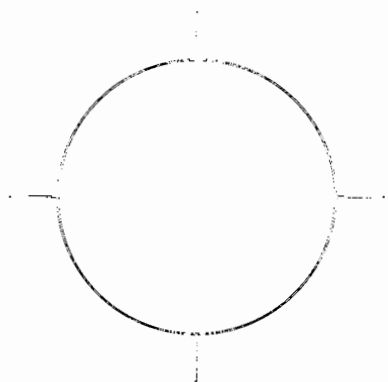
- non essendo demandato al Collegio il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio, ex art. 2409 bis del Codice Civile, esso ha verificato l'osservanza delle norme di leggi inerenti all'impostazione e alla formazione del bilancio stesso, di quello consolidato e della Relazione sulla gestione, tramite verifiche dirette e utilizzando anche le informazioni assunte dalla società di Revisione, e a tale riguardo non ha osservazioni particolari da riferire;
- per quanto a conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma quattro, c.c.;
- ha verificato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui è a conoscenza a seguito dell'espletamento dei propri doveri e non ha osservazioni al riguardo.

Considerando anche le risultanze dell'attività svolta dall'organo di controllo contabile, ed il parere da esso espresso ex articolo 2409 ter lettera c) del Codice Civile, si esprime parere favorevole alla approvazione del bilancio d'esercizio chiuso il 31/12/2006 così come proposto dal Consiglio di Amministrazione, nonché alla proposta formulata dallo stesso in merito alla destinazione dell'utile di esercizio.

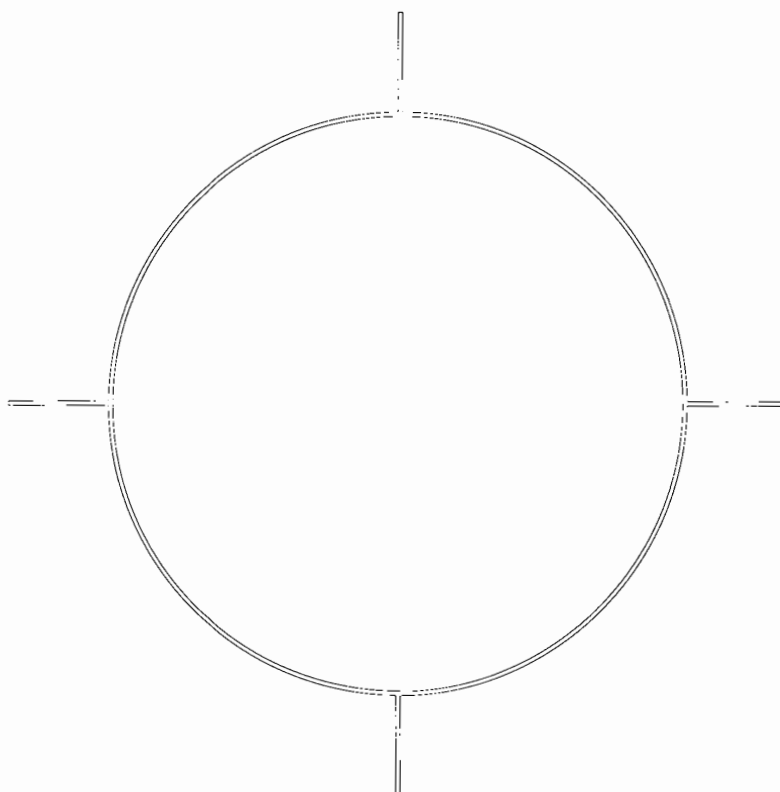
Roma, 1 giugno 2007

Il Collegio Sindacale
Presidente Dr. Francesco MASSICCI
Sindaco Rag. Nicandro MANCINI
Sindaco Dr. Silvano MONTALDO

PAGINA BIANCA



Relazione della Società di Revisione



Deloitte

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

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

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SUL BILANCIO D'ESERCIZIO
AI SENSI DELL'ART. 2409-TER DEL CODICE CIVILE**

**All'Azienda del
GESTORE DEI SERVIZI ELETTRICI - GSE S.p.A.**

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della società Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. (già Gestore del Sistema Elettrico - GRTN S.p.A.) chiuso al 31 dicembre 2006. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli Amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo gli statuiti principi di revisione. In conformità ai predetti principi, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenute nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli Amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati a fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 2 maggio 2006.
3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio del Gestore dei Servizi Elettrici - GSE S.p.A. al 31 dicembre 2006 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.
4. Si richiama l'attenzione sulle seguenti informazioni:
 - come indicato nella nota integrativa, la comparabilità dei dati economici del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2006 rispetto a quelli dell'esercizio precedente è influenzata dalla cessione alla Terna S.p.A., con efficacia 1 novembre 2005, del ramo d'azienda relativo alle attività di trasmissione e dispacciamento, nell'ambito dell'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale prevista dal DPCM dell'11 maggio 2004;

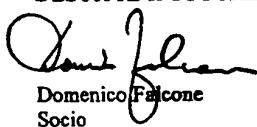
Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova Parma Perugia
Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Partita IVA/Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560156 - R.E.A. Milano n. 1720239

Member of
Deloitte Touche Tohmatsu

- come più ampiamente commentato nella relazione sulla gestione, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito "AEEG"), con delibera n. 79 del 12 aprile 2006 (di seguito "Delibera"), aveva ritenuto di destinare a riduzione degli oneri generali afferenti il sistema elettrico il "controvalore dell'avviamento" determinatosi in seguito alla citata cessione del ramo d'azienda alla Terna S.p.A.. Conseguentemente, aveva disposto la riduzione dei contributi dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico spettanti alla Società per l'anno 2005, inclusi tra i ricavi dello stesso esercizio, per un importo pari alla plusvalenza di Euro 135,4 milioni realizzata dalla cessione del ramo d'azienda. Al fine di verificare la legittimità della citata Delibera, la Società ha presentato ricorso al TAR della Lombardia, il quale, con sentenza pubblicata in data 16 gennaio 2007, si è espresso a favore della Società annullando il provvedimento impugnato. Successivamente, in data 29 marzo 2007, è stato notificato alla Società il ricorso in appello dell'AEEG al Consiglio di Stato finalizzato all'annullamento della sentenza del TAR. Nell'attesa del giudizio da parte del Consiglio di Stato, gli Amministratori non hanno ritenuto per prudenza di dover considerare nel bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2006 gli effetti positivi della sentenza del TAR della Lombardia, non essendo ancora definitivo il grado di giudizio amministrativo;
- la sezione della nota integrativa "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale" contiene le informazioni sulle controversie in essere e sui costi e ricavi inerenti la movimentazione dell'energia relativi principalmente all'attività di trasmissione e dispacciamento ceduta a Terna S.p.A., per i quali non sono oggettivamente determinabili, allo stato attuale, gli eventuali effetti economici che ne potrebbero derivare nei futuri esercizi. In applicazione del DPCM dell'11 maggio 2004, la Società deve infatti tenere indenne Terna S.p.A. degli eventuali oneri, di natura risarcitoria e sanzionatoria, riconducibili al periodo antecedente al 1 novembre 2005, data di efficacia della cessione del ramo di azienda. A tal proposito, la Società ha proceduto, nel corso dell'esercizio 2006, alla fatturazione dei conguagli relativi ai contratti di dispacciamento degli anni 2002, 2003 e 2004.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Domenico Falcone
Socio

Roma, 1 giugno 2007

PAGINA BIANCA

GLOSSARIO

AEEG:	autorità per l'energia elettrica e il gas
AIB:	association of Issuing Bodies
AU:	acquirente unico S.p.A.
CBT:	cross border trade
CCC:	certificati per la copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto
CCCI:	certificati contro il rischio di differenziali di prezzo tra zone di mercato italiano e adiacenti zone estere
CCSE:	cassa conguaglio per il settore elettrico
CCT:	corrispettivo capacità di trasporto
CIP 6:	provvedimento n. 6/92 del comitato interministeriale prezzi.
CfD:	contratti differenziali a due vie
CTR:	corrispettivo per il trasporto
CV:	certificati verdi
DPCM:	decreto del presidente del consiglio dei ministri
DPR:	decreto del presidente della Repubblica
E-TRACK:	european tracking system for electricity
ETSO:	european transmission system operators
GME:	gestore del mercato elettrico S.p.A.
GSE:	gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.a.
GO:	garanzia d'origine
MA:	mercato di aggiustamento
MSE:	ministero dello sviluppo economico
MATT:	ministero ambiente e tutela territorio
MGP:	mercato del giorno prima
MSD:	mercato dei servizi di dispacciamento
OIC:	organismo italiano di contabilità
PAB:	piattaforma di aggiustamento bilaterale
PLE:	piattaforma conti energia a termine
PUN:	prezzo unico nazionale
RECS:	renewable energy certification system
RTN:	rete di trasmissione nazionale
TEE:	titoli di efficienza energetica
TEN-E:	transeuropean energy network
UE:	unione europea