



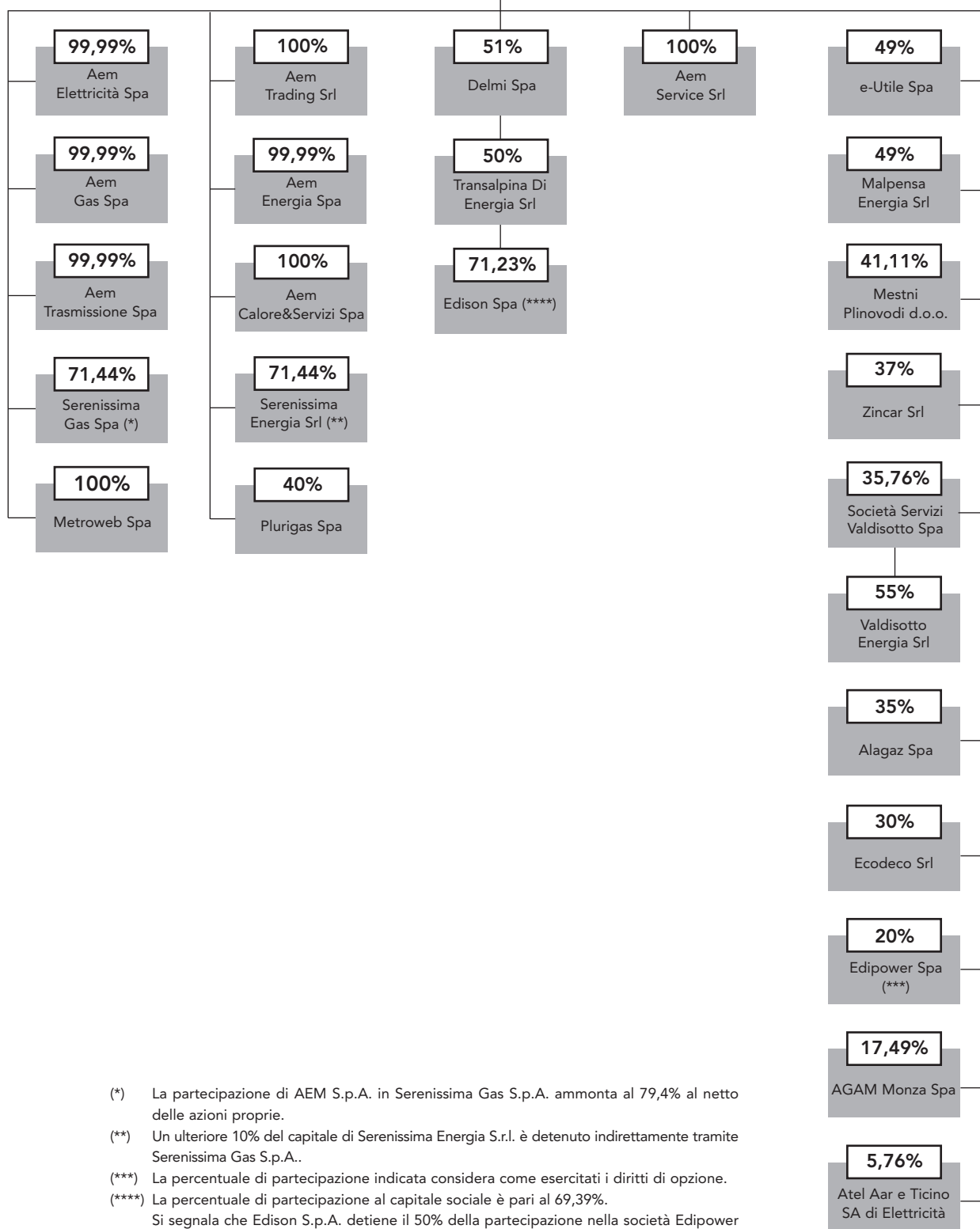
Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Il Gruppo AEM al 31 marzo 2006 _____	3
Dati di sintesi Gruppo AEM _____	4
AEM S.p.A. in Borsa _____	6
Organi sociali _____	8
Fatti di rilievo del periodo del Gruppo AEM _____	9
Osservazioni degli amministratori sull'andamento della gestione _____	13
Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo AEM _____	14
Eventi di rilievo del Gruppo successivi al 31 marzo 2006 _____	18
Evoluzione prevedibile della gestione _____	20
Prospetti contabili consolidati _____	23
Stato patrimoniale _____	24
Conto economico _____	26
Rendiconto finanziario _____	28
Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto di Gruppo _____	30
Nota di commento ai prospetti contabili _____	32
Il quadro normativo e l'adozione dei principi contabili internazionali (IAS/IFRS) _____	33
Informazioni di carattere generale _____	36
Variazioni di principi contabili internazionali _____	37
Interpretazioni di IFRS e IFRIC non ancora in vigore _____	38
Emendamenti _____	39
Area di consolidamento _____	40
Criteri e procedure di consolidamento _____	41
Principi contabili e criteri di valutazione _____	43
Commento alle voci di bilancio consolidato _____	58
1. Stato patrimoniale _____	59
2. Conto economico _____	77
Garanzie ed impegni con terzi _____	86
Garanzie ed impegni con terzi del Gruppo Delmi _____	87
Altre informazioni _____	88
Rapporti con le parti correlate _____	110
Utile per azione _____	113

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Allegati alla nota di commento ai prospetti contabili	115
1. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali	116
2. Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali	118
3. Elenco delle imprese incluse nel consolidato e delle altre partecipazioni	120
4.-5.-6.-7. Partecipazioni del Gruppo Delmi	122
Analisi dei principali settori di attività	131
Gruppo AEM - Aree di attività	132
Risultati per settore di attività	133
Scenario energetico nazionale	135
Energia Elettrica	137
Gas e Calore	154
Reti e Mercati Regolamentati	166
Servizi	182
Altre attività	184
Effetti della transizione agli IAS/IFRS sulla situazione al 31 marzo 2005	185
Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto	186
Note di commento al prospetto di riconciliazione del patrimonio netto conseguente l'adozione dei principi contabili IAS/IFRS al 31 marzo 2005	187
Prospetto di riconciliazione di conto economico	192
Note di commento alle principali rettifiche e riclassificazioni IAS/IFRS apportate alle voci del conto economico consolidato al 31 marzo 2005 del Gruppo AEM	193
Prospetti contabili di AEM S.p.A.	197
Stato patrimoniale Fonti/Impieghi AEM S.p.A.	198
Conto economico riclassificato AEM S.p.A.	199
Rendiconto finanziario di cash flow AEM S.p.A.	201
Variazione della posizione finanziaria netta AEM S.p.A.	203

Il Gruppo AEM al 31 marzo 2006



Dati di sintesi Gruppo AEM

Dati economici - milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Ricavi	2.047	607
Costi operativi	(1.574)	(388)
Costi per il personale	(62)	(37)
Risultato operativo lordo	411	182
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(150)	(40)
Risultato operativo netto	261	142
Gestione finanziaria	(43)	(10)
Quote di risultato di società valutate al patrimonio netto	(1)	-
Minusvalenze/Plusvalenze derivanti da dismissioni di immobilizzazioni materiali	-	(1)
Altri proventi non operativi	6	-
Altri costi non operativi	(20)	-
Utile ante imposte	203	131
Oneri per imposte sui redditi	(74)	(46)
Risultato netto da attività non correnti destinate alla vendita	(5)	2
Risultato di terzi	(16)	-
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo	108	87
Risultato operativo lordo/Ricavi netti	20,1%	30,0%

Dati finanziari - milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Cash flow operativo	131	110
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	(59)	(172)
Free cash flow	72	(62)

Dati patrimoniali - milioni di euro	31.03.2006	31.12.2005
Capitale investito netto	9.454	9.418
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.823	3.673
Posizione finanziaria netta consolidata	(5.631)	(5.745)
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,47	1,56
Posizione finanziaria netta consolidata/Patrimonio netto AEM S.p.A.	2,65	2,70
Posizione finanziaria netta consolidata/Market Cap	1,78	1,87

Dati di sintesi Gruppo AEM

Dati societari di AEM S.p.A.	31.03.2006	31.12.2005
Capitale Sociale (euro)	936.024.648	936.024.648
Numero azioni ordinarie (valore nominale 0,52 euro)	1.800.047.400	1.800.047.400
Numero azioni proprie (valore nominale 0,52 euro)	14.841.850	14.841.850

Indicatori significativi	31.03.2006	31.03.2005
Media Euribor a sei mesi	2,614%	2,140%
Prezzo medio del greggio Brent (\$/bbl)	61,75	47,50
Cambio medio €/€ (*)	1,200	1,311
Prezzo medio del greggio Brent (€/bbl)	51,46	36,23

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

AEM S.p.A. in Borsa

- Capitalizzazione al 31 marzo 2006: **€ 3.168 m**
- Capitalizzazione media del 2005: **€ 3.065 m**
- Volumi medi del 1° trimestre 2006: **7.692.816**
- Volumi medi del 2005: **4.940.020**

Dati azionari (euro per azione)

Prezzo di collocamento (7/98)	0,8625
Prezzo medio del 2005	1,7029
Prezzo medio del 1° trimestre 2006	1,7533
Prezzo massimo del 1° trimestre 2006	1,8370
Prezzi minimo del 1° trimestre 2006	1,6200
Numero di azioni (m)	1.800

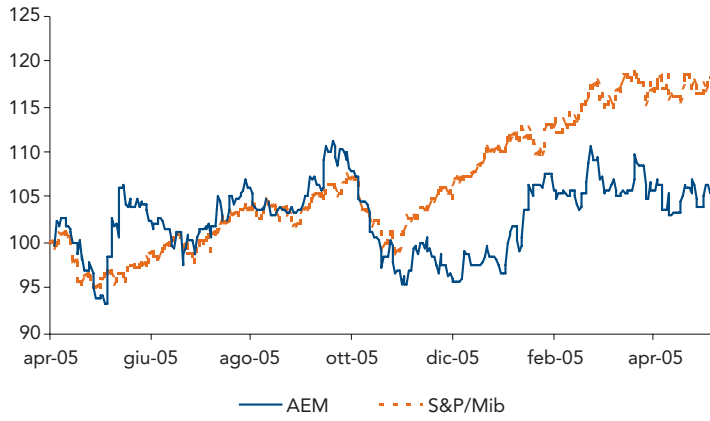
AEM è presente nei seguenti indici:

S&P/MIB
DJ STOXX
DJ EUROSTOXX
DJ Italy Select Dividend 20
FTSE

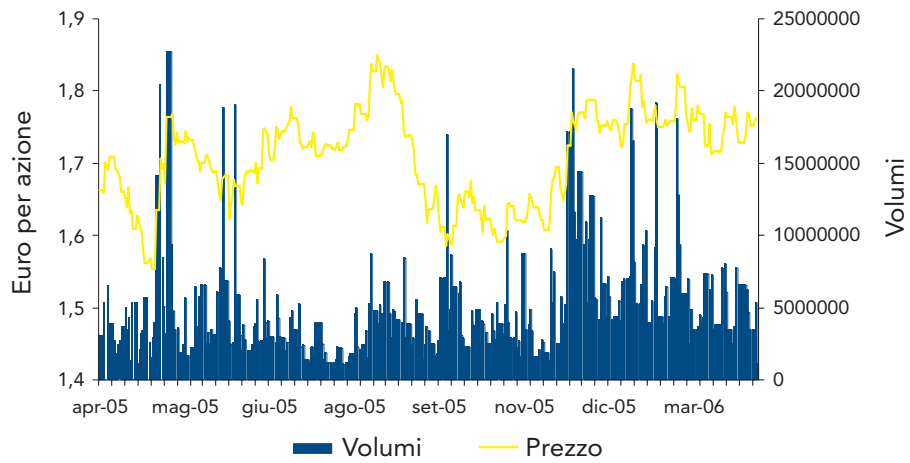
Indici etici:

FTSE4GOOD
Ethibel Sustainability
Axia Ethical
Fonte dei dati: Bloomberg

AEM e S&P/MIB - prezzi 1/4/2005 = 100



AEM - prezzo e volume



Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente e Amministratore Delegato

Giuliano Zuccoli

Vice Presidente

Alberto Sciumè

Amministratori

Dario Cassinelli

Luigi Galassi

Mario Mauri

Paolo Oberti

Francesco Randazzo

Aldo Scarselli

Antonio Taormina

Collegio Sindacale

Presidente

Alfredo Fossati

Sindaci effettivi

Salvatore Rino Messina

Luigi Carlo Spadacini

Sindaci supplenti

Renato Ravasio

Giovanni Nicola Rocca

Società di Revisione

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Fatti di rilievo del periodo del Gruppo AEM

Conversione del finanziamento soci erogato a Transalpina di Energia S.r.l. (TdE) da Delmi S.p.A. in aumento del capitale sociale con sovrapprezzo azioni

Il 18 gennaio 2006 Delmi S.p.A. ha convertito, come previsto, il finanziamento soci di 363,5 milioni di euro erogato a novembre 2005 a Transalpina di Energia S.r.l., in un aumento di capitale, della stessa TdE, con sovrapprezzo azioni. Anche WGRM 4 Holding S.p.A., socio al 50% in TdE, ha convertito il proprio finanziamento soci in un aumento di capitale con sovrapprezzo azioni.

Pertanto il capitale sociale di TdE è aumentato di 554 milioni di euro mentre la riserva sovrapprezzo azioni è aumentata di 173 milioni di euro.

Acquisizione di EDF Italia

Il Consiglio di Amministrazione di Edison, riunitosi il 21 febbraio 2006 ha dato mandato all'amministratore delegato di negoziare l'acquisizione da parte di Edison delle attività di EdF Italia.

EdF Italia opera sul mercato libero dell'energia elettrica e ha registrato nel 2005 vendite per 8 miliardi di KWh ad un ampio portafoglio di clienti industriali e civili. L'acquisizione è parte integrante della strategia di Edison che prevede di valorizzare le sinergie commerciali e di struttura con i propri soci industriali.

L'operazione sarà perfezionata una volta ottenuta l'approvazione degli organismi competenti, presumibilmente entro il 30 giugno 2006.

Ricostituzione del flottante delle azioni ordinarie Edison S.p.A.

Il 3 marzo 2006, AEM S.p.A. e Delmi S.p.A. hanno annunciato che, a seguito delle cessioni intervenute nelle ultime settimane, il mercato risulta detenere circa l'11,4% delle azioni ordinarie di Edison S.p.A.. Il flottante delle azioni ordinarie di Edison, ridottosi per effetto dell'Offerta Pubblica di Acquisto promossa da Transalpina di Energia S.r.l. e conclusasi in data 4 novembre 2005, è stato dunque ricostituito nei termini di legge.

Per effetto di tale operazione l'importo delle azioni Edison S.p.A. oggetto degli *Equity Swap* con le diverse controparti si è di conseguenza ridotto a circa il 3,9% del capitale ordinario.

Accordo tra ACSM S.p.A. e AEM S.p.A.

Il 6 marzo 2006, ACSM S.p.A. ed AEM S.p.A. hanno siglato un protocollo d'intesa sulla base del quale saranno negoziati i contratti definitivi per il compimento di una

operazione che, subordinatamente all'approvazione degli organi competenti del Comune di Como, prevede il trasferimento ad ACSM delle partecipazioni detenute da AEM nelle società Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. e Mestni Plinovodi d.o.o., tutte attive nei settori della vendita o della distribuzione di gas ("Operazione").

In base al protocollo d'intesa, AEM trasferirà complessivamente ad ACSM:

- n. 742.961 delle 936.000 azioni con diritto di voto di Serenissima Gas S.p.A., pari al 79,38% alle azioni con diritto di voto e al 71,44% del capitale sociale;
- una quota del valore di euro 71.400,00 rappresentante il 71,44% del capitale sociale di Serenissima Energia S.r.l. (un ulteriore 10% della società è detenuto da Serenissima Gas S.p.A.);
- una partecipazione rappresentativa del 41,11% del capitale sociale di Mestni Plinovodi d.o.o..

A fronte del trasferimento della partecipazione in Serenissima Gas S.p.A., ACSM delibererà un aumento di capitale riservato ad AEM con assegnazione a quest'ultima di n. 9.374.125 azioni ordinarie ACSM, di nuova emissione, del valore nominale pari ad 1 euro ciascuna, rappresentative del 20% del capitale sociale di ACSM post aumento.

Per effetto di tale operazione, la quota dell'attuale socio di riferimento di ACSM, il Comune di Como, sarà circa pari al 40,5%.

ACSM ed AEM stipuleranno inoltre un contratto di compravendita avente ad oggetto il trasferimento delle partecipazioni detenute in Serenissima Energia S.r.l. ed in Mestni Plinovodi d.o.o. per un valore in contanti pari a circa 7,095 milioni di euro.

Per tener conto dei mutamenti nell'assetto azionario di ACSM indotti dall'Operazione verranno apportate alcune modifiche alle regole di *governance* di ACSM, in particolare si prevede l'introduzione di un sistema di voto a liste bloccate per la nomina del Consiglio di Amministrazione che attribuisca alla lista che abbia ottenuto la maggioranza dei voti il diritto di nominare 8 consiglieri ed alla lista di minoranza più votata il diritto di nominare i rimanenti 2 consiglieri di amministrazione.

A tale riguardo, il Comune di Como e AEM stipuleranno un patto parasociale volto a prevedere, tra l'altro, la presentazione di una lista comune per l'elezione del Consiglio di Amministrazione, nella quale i primi 6 candidati verranno indicati dal Comune di Como e i 2 successivi da AEM. AEM avrà inoltre il diritto di indicare i 2 amministratori della lista cui attingere per completare il Consiglio di Amministrazione.

Fatti di rilievo del periodo del Gruppo AEM

strazione di ACSM nell'ipotesi in cui non dovesse essere presentata alcuna lista di minoranza. È infine prevista, ai sensi del vigente statuto, la costituzione all'interno del Consiglio di Amministrazione di un comitato strategico avente funzioni di natura consultiva/propositiva composto da 3 membri, di cui uno scelto tra i consiglieri nominati da AEM.

Il futuro assetto di *governance* di ACSM, in considerazione della sopra descritta distribuzione dei consiglieri tra il Comune di Como e AEM, continuerà a prevedere il limite all'esercizio del diritto di voto al 4% attualmente contemplato dallo statuto di ACSM per tutti gli azionisti diversi dal Comune di Como.

L'efficacia del protocollo di intesa, è subordinata, da un lato, all'approvazione da parte degli organi competenti del Comune di Como di tutte le fasi esecutive dell'Operazione (ivi incluse la proposta di modifiche statutarie e la stipulazione del patto parasociale con AEM), e, dall'altro, alla conferma da parte di CONSOB che il perfezionamento dell'operazione e la stipula del patto parasociale non faccia sorgere in capo al Comune di Como ed AEM l'obbligo di promuovere un'offerta pubblica d'acquisto obbligatoria sulle azioni di ACSM. L'esecuzione dell'operazione è altresì subordinata al consenso degli ulteriori principali soci presenti nel capitale della società Mestni Plinovodi d.o.o., vale a dire l'Azienda Mediterranea Gas e Acqua S.p.A. e SIMEST S.p.A., alla cessione della partecipazione a favore di ACSM ed al subentro della stessa in tutti i diritti ed obblighi attualmente previsti in capo ad AEM in virtù degli accordi in essere.

Si prevede che l'intero processo, possa concludersi entro il mese di maggio 2006.



osservazioni degli amministratori sull'andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Gruppo AEM

Situazione economica

I risultati economici del Gruppo AEM relativi al trimestre chiuso al 31 marzo 2006 includono anche i risultati economici, consolidati al 50% con il metodo proporzionale, di Transalpina di Energia (TdE)/Edison (Gruppo Delmi) riferiti a tale periodo. Per entrambi i periodi sono invece stati esclusi dal consolidamento integrale ed indicati in un'unica linea di bilancio, i ricavi ed i costi derivanti dalle attività di Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. e Mestni Plinovodi d.o.o in quanto, in virtù dell'accordo firmato con ACSM Como per la loro cessione, sono state considerate come Attività non correnti destinate alla vendita (*discontinuing operation*).

milioni di euro	31.03.2006	% sui ricavi	31.03.2005	% sui ricavi	Variazioni
Ricavi	2.047	100,0%	607	100,0%	1.440
<i>di cui:</i>					
– Ricavi	2.019		607		1.412
– Altri proventi operativi	28		–		28
Costi operativi	(1.574)	(76,9%)	(388)	(63,9%)	(1.186)
Costo per il personale	(62)	(3,0%)	(37)	(6,1%)	(25)
Risultato Operativo Lordo	411	20,1%	182	30,0%	229
Ammortamenti	(119)	(5,8%)	(35)	(5,8%)	(84)
Accantonamenti e svalutazioni	(31)	(1,5%)	(5)	(0,8%)	(26)
Risultato Operativo Netto	261	12,8%	142	23,4%	119
Oneri netti da gestione finanziaria	(43)	(2,1%)	(10)	(1,6%)	(33)
Quota di risultato di società ad equity	(1)	0,0%	–	0,0%	(1)
Proventi/Oneri non operativi	(14)	(0,7%)	(1)	(0,2%)	(13)
Risultato Ante Imposte	203	9,9%	131	21,6%	72
Imposte di competenza	(74)	(3,6%)	(46)	(7,6%)	(28)
Risultato Netto	129	6,3%	85	14,0%	44
Risultato netto da attività non correnti destinate alla vendita	(5)	(0,2%)	2	0,3%	(7)
Utile di terzi	(16)	(0,8%)	–	0,0%	(16)
Risultato Netto del periodo di pertinenza del Gruppo	108	5,3%	87	14,3%	21

Nel primo trimestre 2006 i ricavi del Gruppo hanno raggiunto i 2.047 milioni di euro. Il consolidamento proporzionale del 50% del Gruppo Delmi (TDE/Edison) ha contribuito ai ricavi per 1.303 milioni di euro. A parità di perimetro di consoli-

mento i ricavi ammontano a 744 milioni di euro, con un incremento del 22,6% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale crescita è attribuibile principalmente agli aumenti dei prezzi di vendita dell'energia elettrica e del gas legati alle dinamiche registrate sui mercati internazionali dai prezzi dei combustibili, nonché all'aumento di quantità vendute ed alla valorizzazione dei certificati verdi e dei diritti di emissione.

Si segnala anche che sull'ammontare dei ricavi ha inciso positivamente la maggiore produzione di energia elettrica da parte degli impianti di proprietà di AEM e la quota consolidata della produzione degli impianti Edipower conseguente alla cosiddetta "emergenza gas", che sono passati, complessivamente, da 2,3 TWh del primo trimestre 2005 a 2,9 TWh del primo trimestre 2006, in aumento del 25% circa. L'incremento è legato sia all'avvio della produzione del nuovo gruppo della Centrale AEM di Cassano d'Adda sia alla produzione Edipower S.p.A..

I costi operativi sono pari a 1.574 milioni di euro. Al netto degli effetti del consolidamento del gruppo Delmi (TdE/Edison), pari a 1.093 milioni di euro, i costi operativi risultano pari a 481 milioni di euro, in crescita del 24,0% rispetto al primo trimestre dell'esercizio 2005. L'incremento è da attribuirsi principalmente alla dinamica crescente dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali.

Il risultato operativo lordo si è attestato a 411 milioni di euro, con un'incidenza sui ricavi del 20,1%. A seguito di ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni per 150 milioni di euro, il risultato operativo netto è risultato pari a 261 milioni di euro, corrispondente al 12,8% dei ricavi consolidati.

A parità di perimetro di consolidamento il risultato operativo lordo del primo trimestre 2006, è stato pari a 226 milioni di euro ed evidenzia una crescita del 24,2% circa rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. L'incremento del risultato è essenzialmente attribuibile al settore energia elettrica, in virtù del miglioramento del mix di vendita e di approvvigionamento, dell'aumento delle quantità vendute nonché del contributo dei certificati verdi e dei diritti di emissione.

A seguito di ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni per 150 milioni di euro, il risultato operativo netto è stato pari a 261 milioni di euro (142 milioni di euro nel 2005).

La gestione finanziaria presenta un saldo negativo di 43 milioni di euro (negativo per 10 milioni al 31 marzo 2005) per effetto del consolidamento del Gruppo Delmi e degli oneri derivanti dal maggiore indebitamento finanziario.

Gli oneri non operativi, al netto dei relativi proventi, sono pari a 14 milioni di euro e si riferiscono esclusivamente al consolidamento del Gruppo Delmi.

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Le imposte di competenza del periodo sono pari a 74 milioni di euro.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte l'utile consolidato delle attività operative in esercizio, al netto delle imposte, è pari a 129 milioni di euro (85 milioni di euro al 31 marzo 2005).

Il risultato netto delle attività non correnti destinate alla vendita, che si riferisce alle partecipazioni in Serenissima Gas S.p.A., in Serenissima Energia S.r.l. e in Mestni Plinovodi d.o.o., è negativo per 5 milioni di euro (positivo per 2 milioni di euro al 31 marzo 2005).

L'utile di pertinenza di terzi azionisti del Gruppo Edison e di Delmi S.p.A. è pari a 16 milioni di euro.

Per effetto di quanto sopra indicato, l'utile netto consolidato del periodo, di pertinenza del Gruppo, è pari a 108 milioni di euro (87 milioni di euro al 31 marzo 2005).

Alla formazione dei suddetti risultati, i diversi settori di attività del Gruppo hanno contribuito nel seguente modo:

milioni di euro	31.03.2006		31.03.2005	
	Ricavi (1)	Risultato Operativo Lordo	Ricavi (1)	Risultato Operativo Lordo
Energia Elettrica	1.195	266	227	78
Gas e Calore	906	60	241	40
Reti e Mercati Regolamentati	235	77	204	67
Servizi	30	(11)	20	(3)
Altre attività ed elisioni	(347)	19	(85)	-
Totale	2.019	411	607	182

(1) Escluso altri proventi operativi.

Per un'analisi più dettagliata dei risultati economici, si rimanda alla successiva sezione dedicata ai risultati per settori di attività.

Situazione patrimoniale e finanziaria

Al 31 marzo 2006 il capitale investito netto consolidato è pari a 9.454 milioni di euro, alla cui copertura contribuiscono il patrimonio netto per 3.823 milioni di euro (di cui 2.034 milioni di euro riferiti alle quote di terzi) e l'indebitamento finanziario netto per 5.631 milioni di euro (5.745 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

L'incremento del capitale investito netto rispetto alla chiusura del precedente esercizio è pari a 36 milioni di euro.

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

La posizione finanziaria netta consolidata presenta, rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, un miglioramento pari a 114 milioni di euro dovuto essenzialmente al *cash flow* generato dalla gestione corrente per 131 milioni di euro parzialmente ridotto dagli effetti degli investimenti netti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie e delle variazioni di patrimonio netto che hanno complessivamente assorbito risorse per 17 milioni di euro.

Senza considerare l'operazione di acquisizione del Gruppo Delmi la posizione finanziaria netta del Gruppo sarebbe migliorata di 156 milioni di euro rispetto alla posizione finanziaria, sempre escludendo il Gruppo Delmi, al 31 dicembre 2005.

milioni di euro	31.03.2006	%	31.12.2005	%	Variazioni
Capitale investito					
Capitale immobilizzato netto	9.195	97,3	9.243	98,1	(48)
Capitale di funzionamento	238	2,5	175	1,9	63
Attività/Passività destinate alla vendita	21	0,2	–	–	21
Totale capitale investito	9.454	100,0	9.418	100,0	36
Fonti di copertura					
Patrimonio netto del Gruppo	3.823	40,4	3.673	39,0	150
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	4.848	51,3	5.001	53,1	(153)
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	783	8,3	744	7,9	39
Totale posizione finanziaria netta	5.631	59,6	5.745	61,0	(114)
Totale fonti	9.454	100,0	9.418	100,0	36

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio/periodo	(5.745)	(1.982)
Utile netto dell'esercizio/periodo	108	87
Ammortamenti	119	35
Variazioni delle attività e delle passività	(96)	(13)
Cash flow generati dalla gestione corrente	131	109
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	(59)	(172)
Variazione del patrimonio netto di terzi	10	–
Variazione del patrimonio netto	32	166
Utile distribuito	–	–
Cash flow generati da variazioni di patrimonio netto	42	166
Posizione finanziaria netta alla fine dell'esercizio/periodo	(5.631)	(1.879)

Eventi di rilievo del Gruppo successivi al 31 marzo 2006

Edison annuncia di aver trovato gas in Algeria

Nel mese di aprile Edison, in *joint-venture* con Repsol YPF, RWE Dea e Sonatrach, ha completato la perforazione dei primi due pozzi di esplorazione nel bacino di Reggane: in entrambi i casi è stato ritrovato gas naturale, con portate, rispettivamente, di oltre 630.000 e 100.000 metri cubi al giorno.

Accordo tra ACSM S.p.A. e AEM S.p.A.

Il 4 maggio 2006 il Consiglio Comunale di Como si è espresso favorevolmente sul protocollo siglato il 6 marzo 2006 tra ACSM S.p.A. ed AEM S.p.A. i cui dettagli sono stati evidenziati nei fatti di rilievo del periodo.

Restauro della Conca di navigazione e realizzazione di una mini centrale idroelettrica sul Naviglio Pavese località Conca Fallata

La Regione Lombardia, attraverso il Politecnico di Milano, ha promosso e sviluppato un programma di valorizzazione dei navigli milanesi dopo decenni di abbandono seguiti alla cessazione del loro utilizzo per scopi commerciali. Tale programma, denominato "Master plan Navigli", prevede anche il recupero delle conche di navigazione e l'utilizzo del salto idraulico fra monte e valle della conca, con l'inserimento di una minicentrale idroelettrica nel canale derivatore.

AEM S.p.A. co-firmataria di una apposita Convenzione fra Regione Lombardia, Comune di Milano e Consorzio Villorosi siglata il 13 luglio del 2004, ha installato una centralina che sfrutta un dislivello di 4,7 mt con portate variabili fra 7 e 10 m³/s corrispondenti ad una potenza media di circa 380 kW elettrici (con una produzione di circa 2 milioni di kWh annui).

Il cantiere, aperto il 5 novembre 2004, si è concluso il 5 maggio 2006 essendo terminate anche le opere relative al collegamento della centralina alla rete cittadina (cabina MT/BT).

Accolto ricorso di AEM su alcuni aspetti della fusione di ATEL con Motor Columbus

Nel mese di maggio un ricorso di AEM su alcuni aspetti della fusione di ATEL A.G. con Motor Columbus A.G., ritenuti lesivi dei diritti degli azionisti di minoranza, è stato accolto dalla Camera delle Opa della Commissione federale delle banche. Le parti stanno negoziando alcune modifiche.

**Trattative relative alla partecipazione di AEM S.p.A.
in Metroweb S.p.A.**

AEM S.p.A. ha in corso, nelle ultime settimane, alcune trattative per l'eventuale cessione di Metroweb S.p.A., per la cui acquisizione sono state espresse alcune proposte da parte di terzi che, se verranno valutate positivamente dalla Società, potrebbero anche condurre in futuro alla decisione di cedere il controllo di Metroweb S.p.A..

Evoluzione prevedibile della gestione

I risultati consolidati del primo trimestre 2006 mostrano un significativo miglioramento rispetto all'analogo periodo del 2005 grazie al consolidamento proporzionale di Transalpina di Energia/Edison (Gruppo Delmi) e all'entrata in esercizio dell'impianto da 380 MW presso la centrale termoelettrica di Cassano e dell'impianto a ciclo combinato da 840 MW di Piacenza di proprietà di Edipower.

I risultati dell'intero esercizio beneficeranno di tale maggiore disponibilità di energia elettrica e dello sviluppo dell'attività nel settore del teleriscaldamento, mentre per le attività soggette a regolamentazione, nonostante le forti pressioni sui margini, sono previsti risultati in linea con quelli dell'anno precedente.

*P*rospecti contabili consolidati

Stato patrimoniale

Attività

milioni di euro	Bilancio consolidato IAS al 31.03.2006		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.03.2005	
	Totali	%	Totali	%	Totali	%
A) ATTIVITÀ NON CORRENTI						
A1) Immobilizzazioni materiali	7.448		7.493		3.062	
A2) Investimenti immobiliari	24		24			
A3) Immobilizzazioni immateriali	2.597		2.633		154	
A4) Partecipazioni	109		115		15	
A5) Altre attività finanziarie non correnti	340		314		509	
A6) Strumenti derivati non correnti	2		1			
A7) Attività per imposte anticipate	264		262		134	
A8) Altri crediti non correnti	143		151		2	
A9) Contanti vincolati o impegnati	5		5			
A10) Altre attività non correnti	3					
Totale attività non correnti (A)	10.935	80,06	10.998	82,56	3.876	75,91
B) ATTIVITÀ CORRENTI						
B1) Beni strumentali destinati alla vendita						
B2) Rimanenze	89		202		41	
B3) Attività finanziarie correnti	18		16			
B4) Strumenti derivati correnti	92		75		79	
B5) Crediti tributari	36		63		42	
B6) Crediti commerciali e altri crediti	2.077		1.704		798	
B7) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	340		242		239	
B8) Altre attività correnti	30		21		31	
Totale attività correnti (B)	2.682	19,64	2.323	17,44	1.230	24,09
C) ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	41	0,30				
TOTALE ATTIVO (A + B + C)	13.658	100,00	13.321	100,00	5.106	100,00

Patrimonio netto e passività

milioni di euro	Bilancio consolidato IAS al 31.03.2006		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.03.2005	
	Totali	%	Totali	%	Totali	%
D) PATRIMONIO NETTO						
D1) Capitale sociale	936		936		936	
D2) Riserva da sovrapprezzo delle azioni						
D3) (Azioni proprie)	(23)		(23)		(35)	
D4) Riserva legale	85		85		77	
D5) Altre riserve	322		310		295	
D6) Utili trattenuti	361		99		274	
D7) Utile netto dell'esercizio			242			
D7) Utile netto del periodo	108				87	
Patrimonio netto di Gruppo	1.789	13,10	1.649	12,38	1.634	32,00
D8) Interessi di minoranze	2.034		2.024		4	
Totale patrimonio netto (D)	3.823	27,99	3.673	27,57	1.638	32,08
E) PASSIVITÀ						
E1) Passività non correnti						
E1 - 1) Passività finanziarie a medio/lungo termine	4.849		5.001		1.512	
E1 - 2) Passività per imposte differite	940		936		178	
E1 - 3) Benefici a dipendenti	199		200		162	
E1 - 4) Fondi spese e rischi	601		618		83	
E1 - 5) Altre passività non correnti	219		216		91	
Totale passività non correnti (E1)	6.808	49,85	6.971	52,33	2.026	39,68
E2) Passività correnti						
E2 - 1) Debiti commerciali e altri debiti	1.531		1.445		582	
E2 - 2) Debiti per imposte	212		102		132	
E2 - 3) Passività finanziarie a breve termine	1.215		1.085		680	
E2 - 4) Fondi spese e rischi						
E2 - 5) Altre passività	50		45		48	
Totale passività correnti (E2)	3.008	22,02	2.677	20,10	1.442	28,24
Totale passività (E)	9.816	71,87	9.648	72,43	3.468	67,92
F) PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIATE AD ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA	19	0,14				
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ (D + E + F)	13.658	100,00	13.321	100,00	5.106	100,00

Conto economico

milioni di euro	Bilancio consolidato IAS al 31.03.2006		Bilancio consolidato IAS al 31.03.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2005	
	Totali	%	Totali	%	Totali	%
1) Ricavi						
1.1) Ricavi di vendita	1.884	92,04	538	88,63	2.748	87,10
1.2) Ricavi per prestazioni di servizi	44	2,15	49	8,07	168	5,32
1.3) Ricavi da commesse a lungo termine					(8)	(0,25)
1.4) Altri ricavi operativi	91	4,45	20	3,29	199	6,31
Totale ricavi (1)	2.019	98,63	607	100,00	3.107	98,48
2) Altri proventi operativi						
2.1) Proventi da interessi						
2.2) Proventi da dividendi						
2.3) Altri proventi operativi	28	1,37			48	1,52
Totale altri proventi operativi (2)	28	1,37			48	1,52
Totale ricavi e altri proventi operativi (1 + 2)	2.047	100,00	607	100,00	3.155	100,00
3) Costi operativi						
3.1) Costi per materie prime e di consumo	1.214	59,31	312	51,40	1.639	51,95
3.2) Costi per servizi	190	9,28	54	8,90	368	11,66
3.3) Variazione nelle scorte di prodotti finiti e lavori in corso	63	3,08	(1)	(0,16)	66	2,09
3.4) Spese per ricerca e sviluppo						
3.5) Costi per ristrutturazione aziendali						
3.6) Altri costi operativi	107	5,23	23	3,79	124	3,93
Totale costi operativi (3)	1.574	76,89	388	63,92	2.197	69,64
4) Costi per il personale	62	3,03	37	6,10	191	6,05
5) Risultato operativo lordo (1 + 2 - 3 - 4)	411	20,08	182	29,98	767	24,31
6) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	150	7,33	40	6,59	373	11,82
7) Risultato operativo netto (5 - 6)	261	12,75	142	23,39	394	12,49
8) Proventi (perdite) per rivalutazioni di attività finanziarie disponibili per la vendita	2	0,10	1	0,16	(2)	(0,06)
9) Proventi (perdite) su strumenti finanziari classificati come coperture dei flussi finanziari						
10) Altri proventi (perdite) su derivati	8	0,39	7	1,15	6	0,19
11) Proventi (perdite) per eliminazione di attività finanziarie disponibili per la vendita					50	1,58
12) Oneri finanziari	58	2,83	19	3,13	113	3,58
13) Proventi (perdite) da attività finanziarie	5	0,24	1	0,16	21	0,67
13.1) Proventi da dividendi					3	0,10
13.2) Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività non correnti						
13.3) Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività correnti	6	0,29	1	0,16	15	0,48
13.4) Utili e perdite su cambi	(1)	(0,05)			3	0,10
14) Totale gestione finanziaria (8 + 9 + 10 + 11 - 12 + 13)	(43)	(2,10)	(10)	(1,65)	(38)	(1,20)

Prospetti contabili consolidati

milioni di euro	Bilancio consolidato IAS al 31.03.2006		Bilancio consolidato IAS al 31.03.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2005	
	Totali	%	Totali	%	Totali	%
15) Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il patrimonio netto delle partecipazioni	(1)	(0,05)			1	0,03
16) Plusvalenze (minusvalenze) derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali			(1)	(0,16)	(5)	(0,16)
17) Altri proventi non operativi	6	0,29			10	0,32
18) Altri costi non operativi	(20)	(0,98)			(35)	(1,11)
19) Utile (perdita) al lordo delle imposte (7 + 14 + 15 + 16 + 17 + 18)	203	9,92	131	21,58	327	10,36
20) Oneri (proventi) per imposte sui redditi	74	3,62	46	7,58	75	2,38
21) Utile (perdita) di attività operative in esercizio al netto delle imposte (19 - 20)	129	6,30	85	14,00	252	7,99
22) Risultato netto da attività non correnti destinate alla vendita	(5)	(0,24)	2	0,33		
23) Utile (perdita) netto (21 + 22)	124	6,06	87	14,33	252	7,99
24) Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(16)	(0,78)			(10)	(0,32)
25) Utile netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (23 + 24)					242	7,67
25) Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo (23 + 24)	108	5,28	87	14,33		
Utile (perdita) per azione (in euro):						
- di base	0,0601		0,0488		0,1357	
- di base, da attività in funzionamento	0,0629		0,0476		n.d.	
- diluito	0,0597		0,0488		0,1357	
- diluito, da attività in funzionamento	0,0625		0,0476		n.d.	

Rendiconto finanziario

milioni di euro	Bilancio consolidato al 31.03.2006	Bilancio consolidato al 31.12.2005	Bilancio consolidato al 31.03.2005
DISPONIBILITÀ E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DEL PERIODO	242		220
DISPONIBILITÀ E MEZZI EQUIVALENTI ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO		220	
Cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo			
Utile netto del periodo	108		87
Utile netto dell'esercizio		242	
Ammortamento immobilizzazioni materiali	101	216	34
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	18	26	1
Variazioni delle attività e delle passività:			
Crediti per vendite e prestazioni	(354)	(885)	(166)
Crediti verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	(17)	(8)	(1)
Attività per imposte anticipate	(2)	(146)	(17)
Attività per derivati	(15)	(19)	(14)
Altri crediti	33	(355)	24
Rimanenze	113	(126)	34
Attività di competenza di esercizi futuri	(9)	4	(7)
Attività destinate alla vendita	(40)		
Altre attività non correnti	(3)		
Debiti verso fornitori	99	611	(31)
Debiti verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	(1)	(3)	2
Altri debiti	102	434	106
Depositi cauzionali da clienti	(1)	1	9
Passività per derivati	(12)	25	7
Passività di competenza di esercizi futuri	5	4	7
Passività inerenti attività destinate alla vendita	19		
Benefici a dipendenti		38	1
Passività per imposte differite	4	789	32
Altri fondi rischi ed oneri	(17)	536	1
Totale cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo	131	1.384	109
Cash flow assorbiti dalle attività di investimento			
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(38)	(7.179)	(38)
Partecipazioni	(21)	(10)	(134)
Azioni proprie		12	
Totale cash flow assorbiti dalle attività di investimento	(59)	(7.177)	(172)
Free cash flow	72	(5.793)	(63)

Prospetti contabili consolidati

milioni di euro	Bilancio consolidato al 31.03.2006	Bilancio consolidato al 31.12.2005	Bilancio consolidato al 31.03.2005
Cash flow generati dalle attività di finanziamento			
Debiti verso banche		2.331	(36)
Crediti finanziari verso terzi		(1)	
Crediti finanziari verso collegate		(1)	
Attività per derivati finanziari correnti	(3)	(56)	(66)
Partecipazioni di trading (held for trading)	(2)	(14)	
Passività per derivati finanziari correnti	30	2	
Debiti verso altri finanziatori	(9)	(12)	2
Debiti per prestiti obbligazionari	(19)	1.526	29
Debiti in c/c verso ente controllante	(9)	(6)	(14)
Debiti per leasing	(3)	16	(1)
Variazione del patrimonio netto di terzi (comprende il risultato di terzi)	10	2.021	
Variazioni di patrimonio netto	32	104	166
Utile distribuito		(95)	
Totale cash flow generati dalle attività di finanziamento	26	5.815	82
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	98	22	19
DISPONIBILITÀ E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DEL PERIODO	340		239
DISPONIBILITÀ E MEZZI EQUIVALENTI ALLA FINE DELL'ESERCIZIO		242	

Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto di Gruppo

Descrizione milioni di euro	Capitale Sociale Nota D1	Azioni Proprie Nota D3	Riserva Legale Nota D4	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2004	936	(35)	77	
Variazioni del primo trimestre 2005:				
Riserva legale				
Utile distribuito ai soci				
Altre riserve				
Azioni proprie				
Riserve di transizione IAS/IFRS				
Riserve da cash flow hedge				
Riserve IAS				
Utili trattenuti				
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo				
Interessi di minoranze				
Patrimonio netto al 31 marzo 2005	936	(35)	77	
Variazioni dal 1° aprile al 31 dicembre 2005:				
Riserva legale			8	
Utile distribuito ai soci				
Altre riserve				
Azioni proprie		12		
Riserve di transizione IAS/IFRS				
Riserve da cash flow hedge				
Riserva da cash flow hedge Consolidamento Gruppo Delmi				
Riserve IAS				
Utili trattenuti				
Utili trattenuti Consolidamento Gruppo Delmi				
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo				
Interessi di minoranze				
Patrimonio netto al 31 dicembre 2005	936	(23)	85	
Variazioni del primo trimestre 2006:				
Riserva legale				
Utile distribuito ai soci				
Altre riserve				
Azioni proprie				
Riserve di transizione IAS/IFRS				
Riserve da cash flow hedge				
Riserva da cash flow hedge Consolidamento Gruppo Delmi				
Riserve IAS				
Utili trattenuti				
Utili trattenuti Consolidamento Gruppo Delmi				
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo				
Interessi di minoranze				
Patrimonio netto al 31 marzo 2006	936	(23)	85	

Prospetti contabili consolidati

	Altre Riserve Nota D5	Utili trattenuti Nota D6	Utile dell'esercizio/ periodo di Gruppo Nota D7	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze Nota D8	Totale Patrimonio netto
	130	64	210	1.382	3	1.385
	130			130		130
	39			39		39
	(4)			(4)		(4)
		210	(210)	87		87
			87	87	1	1
	295	274	87	1.634	4	1.638
		(8)				
		(95)		(95)		(95)
	53	(53)		12		12
	(50)			(50)		(50)
	(45)			(45)		(45)
	35			35		35
	22	(20)		2		2
			155	155	2.020	155
					2.020	2.020
	310	99	242	1.649	2.024	3.673
	(20)			(20)		(20)
	4			4		4
	6			6		6
	22			22		22
		248	(242)	6		6
		14		14		14
			108	108		108
					10	10
	322	361	108	1.789	2.034	3.823

*N*ota di commento ai prospetti contabili

Il quadro normativo e l'adozione dei principi contabili internazionali (IAS/IFRS)

L'Unione Europea (U.E.) ha deciso di adottare un insieme di provvedimenti normativi al fine di rendere comparabili i bilanci redatti dalle società i cui titoli sono ammessi alla negoziazione in un mercato regolamentato.

L'Unione Europea avrebbe potuto emanare un insieme di principi contabili a livello europeo, una sorta di EURGAAP al fine di uniformare i diversi principi contabili nazionali degli Stati Membri, ma la decisione della U.E. è stata, invece, quella di recepire i principi contabili già internazionalmente riconosciuti, emanati dallo IASB, denominati IAS (*International Accounting Standards*) e in futuro IFRS (*International Financial Reporting Standards*).

I principi contabili internazionali sono stati oggetto di una profonda revisione anche a seguito delle richieste dell'Unione Europea e sono state eliminate alcune alternative concesse in sede di valutazione delle poste di bilancio per migliorare il grado di comparabilità dei bilanci. L'obiettivo è quello di fornire agli investitori una chiara e corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, finanziaria e del risultato economico delle società. L'evoluzione dei mercati finanziari e la globalizzazione dell'economia hanno reso sempre più evidente la necessità di preparare bilanci con criteri uniformi. Infatti, solo l'utilizzo di criteri comuni consente agli operatori finanziari di allocare nel modo più efficiente i mezzi finanziari alle società. Queste ultime ne avranno un beneficio economico in termini di riduzione del costo del capitale: la mancanza di comparabilità e la "nazionalizzazione" dei principi contabili aumentava i costi finanziari per le società dell'Unione Europea, a causa del rischio contabile insito nell'adozione di diversi principi per la redazione del bilancio.

L'adozione dei principi contabili internazionali è subordinata al recepimento formale ("omologazione") da parte dell'Unione Europea.

L'art. 6 del regolamento 1606/2002 prevede, infatti, che si verifichi se il principio contabile internazionale sia compatibile con la normativa comunitaria: è compito dell'EFRAG (*European Financial Reporting Advisory Group*) valutare tecnicamente i principi internazionali e le relative interpretazioni emesse da parte dell'IFRIC (*International Financial Reporting Interpretation Committee*) e favorirne l'adozione da parte della U.E. anche attraverso una modifica delle Direttive contabili.

Il regolamento comunitario 1606/2002 del 19 luglio 2002 impone a tutte le società quotate nei mercati regolamentati europei l'adozione degli IAS/IFRS nella redazione dei bilanci consolidati a partire dall'1 gennaio 2005. Per le altre società è lasciata la facoltà agli Stati Membri di imporre o permettere l'utilizzo dei principi contabili internazionali.

Come si è detto, il regolamento precisa che i principi contabili internazionali possono essere adottati solo se non sono contrari al principio comunitario in base al

quale il bilancio deve fornire il quadro fedele della situazione patrimoniale e finanziaria nonché del risultato economico e se essi rispondono ai criteri di comprensibilità, pertinenza, affidabilità e comparabilità dei dati di bilancio.

L'approvazione dei principi contabili internazionali è stata formalizzata dall'Unione Europea con il Regolamento n. 1725 del 29 settembre 2003 che adotta taluni principi internazionali; gli IAS recepiti sono stati 32, mentre è stato rimandato il recepimento degli IAS n. 32 e n. 39 relativi agli strumenti finanziari. Sono stati esclusi anche i SIC 5, 16 e 17 emanati dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC).

Il legislatore italiano ha emanato la Legge n. 306 (Legge Comunitaria 2003) del 31 ottobre 2003 con la quale ha esercitato l'opzione consentita dal Regolamento comunitario n. 1606/2002 delegando il Governo ad adottare, entro un anno, uno o più decreti legislativi di attuazione della facoltà sopra indicata.

Il Decreto Legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005 attua la Legge delega sopra citata e prevede che le società quotate obbligate dal Regolamento comunitario n. 1606/2002 a redigere il bilancio consolidato secondo i principi contabili internazionali possano redigere, già dall'esercizio 2005, secondo gli stessi principi, anche i bilanci individuali delle società che compongono il gruppo.

Successivamente, la Commissione Europea ha:

- adottato il Regolamento n. 707 che omologa l'IFRS 1 "Prima adozione degli IAS" (6 aprile 2004);
- omologato, con alcune limitazioni, lo IAS 39 relativo agli strumenti finanziari (19 novembre 2004);
- omologato lo IAS 32 e altri principi contabili rivisti dallo IASB (29 dicembre 2004).

La versione dello IAS 39, omologata dalla U.E., differiva dal testo approvato dallo IASB relativamente ad alcune disposizioni concernenti l'opzione illimitata del *fair value* e la contabilizzazione delle operazioni di copertura.

La stessa Banca Centrale Europea aveva espresso preoccupazioni sull'utilizzo illimitato dell'opzione a *fair value*.

L'intento della Commissione Europea era di mettere a disposizione, in tempo utile per la loro applicazione nel 2005, validi orientamenti in materia di contabilità per gli strumenti finanziari. Per la Commissione, pertanto, l'esclusione delle suddette disposizioni aveva carattere eccezionale e provvisorio, in attesa che si risolvessero le questioni ancora in sospeso.

Lo IASB ha tenuto conto di queste preoccupazioni e ha proposto una modifica allo IAS 39 intesa a ridurre la portata dell'opzione a *fair value*.

La nuova versione prevede l'impiego di tale opzione a situazioni nelle quali l'applicazione di questa opzione consente di eliminare o ridurre le incoerenze in sede di valutazione o di rilevazione ("mismatch").

Il 15 novembre 2005 la Commissione Europea ha omologato la variazione allo IAS 39 introdotta dallo IASB.

La CONSOB, con delibera del 14 aprile 2005 n. 14990, ha effettuato alcune modifiche al Regolamento n. 11971/1999 in considerazione delle novità introdotte dall'entrata in vigore del regolamento comunitario relativo all'applicazione dei principi contabili internazionali.

Informazioni di carattere generale

AEM S.p.A. è una società con personalità giuridica organizzata secondo l'ordinamento giuridico della Repubblica Italiana. AEM S.p.A. e le sue controllate ("Gruppo") operano essenzialmente in Italia.

Il Gruppo è principalmente impegnato nei settori della produzione, vendita e distribuzione di energia elettrica, nei settori della produzione, vendita e distribuzione del gas, nonché nel settore della progettazione e posa di reti in fibra ottica. La sede legale del Gruppo è a Milano, Italia, Corso di Porta Vittoria 4.

La relazione trimestrale del Gruppo AEM è presentata in milioni di euro, che è anche la moneta funzionale nelle economie in cui il Gruppo opera.

La relazione trimestrale consolidata del Gruppo AEM al 31 marzo 2006, composta da Stato patrimoniale, Conto economico, Rendiconto finanziario, prospetto dei movimenti del Patrimonio netto e Note illustrative, è stata redatta in osservanza da quanto disposto dell'articolo 82 del regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche. La relazione trimestrale consolidata del Gruppo AEM al 31 marzo 2006 non è sottoposta a revisione contabile.

Il Gruppo AEM adotta i principi contabili internazionali, International Financial Reporting Standards (IFRS), a partire dall'esercizio 2005, a seguito dell'entrata in vigore del Regolamento Europeo n. 1606 del 19 luglio 2002, con data di transizione agli IFRS al 1° gennaio 2004 con esclusione dei principi IAS 32 e IAS 39 adottati a partire dal 1° gennaio 2005. La Situazione Contabile Consolidata al 31 marzo 2006 è stata redatta utilizzando i medesimi criteri di rilevazione e di misurazione adottati per il Bilancio consolidato al 31 dicembre 2005. Nella presente Situazione Contabile Consolidata i dati comparativi del corrispondente periodo del 2005 sono stati rideterminati secondo i principi contabili internazionali. Nell'apposita appendice alla Nota Integrativa sono illustrati gli effetti dell'adozione degli IFRS sui valori al 31 marzo 2005 a suo tempo pubblicati e redatti secondo i principi contabili italiani.

Variazioni di principi contabili internazionali

I principi contabili adottati sono omogenei a quelli dell'esercizio precedente, tranne che per quanto riguarda l'adozione di principi nuovi/rivisti obbligatori a partire dal 1° gennaio 2006.

Le variazioni di principi contabili risultano dall'adozione dei seguenti principi nuovi o rivisti:

- IFRS 6 Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie - Il Gruppo AEM, attraverso il consolidamento del Gruppo Delmi, applica il principio IFRS 6; tale principio era già stato applicato a partire dall'esercizio 2005;
- IFRIC 4 è in corso la valutazione degli effetti derivanti dall'introduzione di tale interpretazione a decorrere dal 1° gennaio 2006, che riconduce talune tipologie di contratti alla fattispecie del leasing finanziario; in ogni caso si ritiene che l'impatto sui valori del bilancio consolidato sia non significativo.

Interpretazioni di IFRS e IFRIC non ancora in vigore

Il Gruppo AEM non ha applicato gli IFRS e le IFRIC Interpretations seguenti, pubblicati ma non ancora in vigore:

IFRS 7 Strumenti finanziari: informazioni integrative

Disciplina le informazioni integrative da fornire in bilancio sugli strumenti finanziari.

IFRIC 7 Applicazione del metodo della rideterminazione in base allo IAS 29 "Informazioni contabili in economie iperinflazionate"

Il principio non si applica alle attività del Gruppo.

IFRIC 8 Obiettivo del IFRS 2

L'interpretazione chiarisce alcuni aspetti dell'IFRS 2 (pagamenti basati su azioni).

Nel mese di dicembre 2004 lo IASB ha emesso un emendamento allo IAS 19 – Benefici ai dipendenti, consentendo l'opzione di riconoscere gli utili e perdite attuariali immediatamente nel periodo in cui si manifestano, non direttamente a conto economico, ma in una specifica voce di patrimonio netto. Tale opzione può essere applicata a partire dal 1° gennaio 2006. Nella presente relazione trimestrale il Gruppo AEM non ha ancora applicato tale emendamento.

Area di consolidamento

La relazione consolidata del Gruppo AEM al 31 marzo 2006 include il bilancio della capogruppo AEM S.p.A. ed i bilanci delle società controllate italiane ed estere, delle quali AEM S.p.A. dispone direttamente o indirettamente della maggioranza dei diritti di voto esercitabili nell'assemblea ordinaria. Sono altresì consolidate, con il metodo proporzionale, le società sulle quali la capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci.

Variazioni dell'area di consolidamento

Variazioni dell'area di consolidamento del Gruppo Delmi

Le principali modifiche del periodo relative all'area di consolidamento del Gruppo, derivanti dalle variazioni dell'area di consolidamento del Gruppo Edison, hanno riguardato:

- la società STEL S.p.A. precedentemente consolidata integralmente, è stata posta in liquidazione. Il deconsolidamento è avvenuto a partire dal 1° gennaio 2006;
- il deconsolidamento del gruppo IWH, delle società International Water (Tunari) S.a.r.l. consolidata con il metodo proporzionale e della sua controllata Aquas del Tunari S.A. a seguito della cessione avvenuta per entrambe nel mese di gennaio 2006;
- il consolidamento al 100% di Edison Treasury Services a seguito dell'esercizio dell'opzione "Call", avvenuta in data 21 aprile, per l'acquisto del 100% della partecipazione, iscrivendo nel bilancio un debito di pari valore.

Criteri e procedure di consolidamento

Criteri di consolidamento

Società controllate

L'area di consolidamento del Gruppo AEM comprende oltre alla Capogruppo AEM S.p.A. le società nelle quali la stessa esercita direttamente o indirettamente il controllo. Le società controllate vengono consolidate a partire dalla data in cui il controllo è stato effettivamente acquisito dal Gruppo e cessano di essere consolidate dalla data in cui il controllo viene ceduto a società al di fuori del Gruppo.

Società collegate

Le partecipazioni in società collegate, nelle quali cioè il Gruppo AEM detiene una partecipazione rilevante ed è in grado di esercitare un'influenza notevole, sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Gli utili o le perdite di competenza del Gruppo sono riconosciuti nel bilancio consolidato dalla data in cui ha avuto inizio l'influenza notevole sulla società. Al venir meno della suddetta influenza si procede al *deconsolidamento* della partecipazione.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza del Gruppo ecceda il valore di carico della partecipazione, quest'ultimo è annullato e l'eventuale eccedenza è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui il Gruppo abbia obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata a coprire le sue perdite o, comunque, ad effettuare pagamenti per suo conto.

Joint Ventures

Le partecipazioni in società in cui il Gruppo AEM detiene il controllo congiunto con terzi, (*cosiddette Joint Ventures*), vengono consolidate con l'applicazione del metodo proporzionale. Il bilancio consolidato include pertanto, linea per linea, tutte le attività, le passività, i ricavi e i costi di tali società, in misura proporzionale alla quota di competenza del Gruppo AEM.

Si segnala che AEM S.p.A. consolida, con il metodo proporzionale (20%) la società Edipower S.p.A. alla luce dei contratti e degli accordi esistenti tra gli attuali soci. Tale percentuale di consolidamento include l'esercizio delle opzioni (4%) che sono considerate "come esercitate" al 1° gennaio 2004 e quindi non sono soggette alla valutazione prevista dagli IAS n. 32 e n. 39.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle controllate, collegate e *joint ventures*, consolidate dal Gruppo AEM, sono redatti adottando, per ogni chiusura contabile, gli stessi principi contabili

della Capogruppo. Eventuali rettifiche vengono apportate in fase di consolidamento in modo da rendere omogenee le voci che sono interessate dall'applicazione di principi contabili differenti. Tutti i rapporti e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili non realizzati derivanti da rapporti intrattenuti tra società del Gruppo, sono completamente eliminati. Gli utili e le perdite non realizzate con società collegate e *joint ventures* sono eliminati per la parte di competenza del Gruppo. Le perdite non realizzate sono eliminate, ad eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdite durevoli.

Nella preparazione del bilancio consolidato vengono assunte linea per linea le attività, le passività, nonché i costi e i ricavi delle imprese consolidate nel loro ammontare complessivo, attribuendo ai soci di minoranza in apposite voci dello stato patrimoniale e del conto economico la quota del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio di loro spettanza.

Il valore contabile della partecipazione in ciascuna delle controllate è eliminato a fronte della corrispondente quota di patrimonio netto di ciascuna delle controllate comprensiva degli eventuali adeguamenti al *fair value* alla data di acquisizione; la differenza emergente deve essere trattata come un avviamento (o *goodwill*) e come tale contabilizzata, ai sensi dell'IFRS n. 3.

Principi contabili e criteri di valutazione

Schemi di bilancio

Il Gruppo AEM presenta il conto economico per natura, forma ritenuta più rappresentativa rispetto alla cosiddetta presentazione per destinazione di spesa. La forma scelta è, infatti, conforme con le modalità di presentazione dei maggiori *competitors* ed è in linea con la prassi internazionale.

Con riferimento allo stato patrimoniale è stata adottata una forma di presentazione con la distinzione delle attività e passività tra correnti e non correnti, secondo quanto consentito dal paragrafo 51 e seguenti dello IAS n. 1.

Il rendiconto finanziario è predisposto utilizzando il metodo indiretto.

Criteri di redazione

La relazione trimestrale è stata redatta in base al principio del costo storico, tranne che per gli strumenti finanziari derivati, le attività finanziarie destinate alla vendita e i diritti immateriali quali le eccedenze di diritti di emissione (*emission rights*) e le eccedenze di certificati verdi che sono iscritte al valore equo (*fair value*). Il valore contabile delle attività e passività iscritte, che sono oggetto di operazioni di *fair value hedge*, che sarebbero altrimenti iscritte al costo, sono rettificati per tenere conto delle variazioni del *fair value* attribuibile ai rischi oggetto di copertura.

Conversione delle poste in valuta estera

La valuta funzionale e di presentazione adottata dal Gruppo AEM è l'euro. Le transazioni in valuta diversa dall'euro sono rilevate, inizialmente, al tasso di cambio in essere del giorno dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta estera sono convertite in euro al cambio della data di chiusura del bilancio.

Le poste non monetarie valutate al costo storico in valuta estera sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le poste non monetarie iscritte al valore equo (*fair value*) sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.

I bilanci delle società consolidate operanti in paesi non inclusi nell'area euro sono convertiti in euro applicando alle voci di Stato patrimoniale il tasso di cambio in essere alla data di chiusura del periodo di riferimento e alle voci di conto economico i cambi medi dell'esercizio. Le relative differenze di cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in una apposita riserva dello stesso. Al momento della dismissione di una entità economica estera, le differenze di cambio accumulate e riportate nel patrimonio netto in apposita riserva saranno rilevate a conto economico.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono rilevate al costo storico, comprensivo degli oneri accessori direttamente imputabili e necessari alla messa in funzione del cespite (ad esempio: trasporti, dazi doganali, spese per la preparazione del luogo di installazione, costi di installazione e collaudo, spese notarili e catastali, e l'eventuale IVA indebitabile), incrementato, quando rilevante ed in presenza di obbligazioni attuali, del valore attuale del costo stimato per il ripristino ambientale del sito oppure dello smantellamento. Qualora, per componenti rilevanti di tali immobilizzazioni materiali, esistano vite utili differenti, tali componenti sono contabilizzate separatamente con attribuzione a ciascuna componente della propria vita utile al fine del calcolo degli ammortamenti (cosiddetto *Component Approach*). Tutti i terreni, sia annessi a fabbricati civili e industriali sia privi di costruzione, non sono ammortizzati in quanto la loro vita utile è illimitata, ad eccezione dei terreni che, utilizzati nell'attività produttiva, sono soggetti a deperimento nel corso del tempo (ad esempio discariche, cave).

Le attività possedute mediante contratti di leasing finanziario, per mezzo dei quali sono sostanzialmente trasferiti al Gruppo tutti i rischi ed i benefici legati alla proprietà, sono riconosciute come attività del Gruppo al loro *fair value* o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*. La corrispondente passività verso il locatore è rappresentata in bilancio tra i debiti finanziari.

Le immobilizzazioni materiali sono esposte al netto dei relativi fondi ammortamento e di eventuali svalutazioni. L'ammortamento è calcolato a decorrere dall'entrata in esercizio del singolo bene in quote costanti in base alla vita utile stimata del bene per l'impresa. La vita utile di ogni bene viene riesaminata con periodicità annuale ed eventuali cambiamenti, se necessari, sono apportati al fine di una corretta iscrizione del valore del bene stesso.

Le principali aliquote economico-tecniche utilizzate sono le seguenti:

Aliquote economico-tecniche

• fabbricati _____	1,0% - 17,3%
• impianti di produzione _____	1,0% - 33,3%
• linee di trasporto _____	1,4% - 100,0%
• stazioni di trasformazione _____	1,8% - 33,3%
• reti di distribuzione _____	1,4% - 33,3%
• attrezzature diverse _____	3,3% - 100,0%
• telefoni cellulari _____	100,0%
• mobili ed arredi _____	10,0% - 25,0%
• macchine per ufficio elettriche ed elettroniche _____	10,0% - 33,3%
• mezzi di trasporto _____	10,0% - 25,0%
• miglorie su beni in locazione _____	12,5% - 33,3%

In presenza di indicatori specifici di perdita del valore, le immobilizzazioni materiali sono soggette ad una verifica di perdita di valore ("*Impairment Test*"). La verifica consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività confrontandolo con il relativo valore netto contabile. Il valore recuperabile delle immobilizzazioni materiali è rappresentato dal maggiore tra il prezzo netto di vendita e il valore d'uso. Nel definire il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto *ante* imposte che riflette la stima corrente del mercato riferito al costo del denaro rapportato al tempo e ai rischi specifici dell'attività. Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore di realizzo è determinato in relazione all'unità generatrice di flussi finanziari (*C.G.U. Cash Generating Unit*) a cui tale attività appartiene. Le perdite di valore sono contabilizzate nel Conto economico fra i costi per ammortamenti e svalutazioni. Tali perdite di valore sono ripristinate nel caso in cui vengano meno i motivi che le hanno generate.

Al momento della vendita o quando non sussistono benefici economici futuri attesi dall'uso di un bene, esso viene eliminato dal bilancio e l'eventuale perdita o utile (calcolata come differenza tra il valore di cessione e il valore di carico) viene rilevata a Conto economico nell'anno della suddetta eliminazione.

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono rilevate al costo, determinato secondo le stesse modalità indicate per le immobilizzazioni materiali.

Le immobilizzazioni immateriali, aventi vita utile definita, vengono iscritte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite durevoli di valore determinate con le stesse modalità precedentemente indicate per le immobilizzazioni materiali.

In presenza di indicatori specifici di perdita del valore, le immobilizzazioni immateriali sono soggette ad una verifica di perdita di valore ("*Impairment Test*"). La verifica consiste nella stima del valore recuperabile dell'attività confrontandolo con il relativo valore netto contabile.

Le immobilizzazioni immateriali aventi vita utile indefinita e quelle non ancora disponibili per l'utilizzo sono sottoposte ad *Impairment Test* con frequenza annuale, indipendentemente dalla presenza di specifici indicatori di perdita di valore.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di una attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione e il valore di carico del bene e sono rilevati a Conto economico al momento dell'alienazione.

Relativamente ai cosiddetti diritti di emissione, in seguito alla mancata approvazione da parte dell'EFRAG dell'IFRIC 3 (*Emission Rights*) e quindi del suo successivo ritiro, non esiste attualmente uno specifico principio contabile internazionale sulla questione. Nell'attesa di un nuovo principio, il Gruppo ha deciso di adottare il metodo lordo che comporta l'iscrizione dei diritti di emissione assegnati tra le immobilizzazioni immateriali al loro *fair value* e l'iscrizione dei diritti di emissione da corrispondere tra le passività.

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari o per l'estensione dei permessi esistenti sono iscritti tra le attività immateriali. Se successivamente l'esplorazione è abbandonata il costo residuo è imputato immediatamente a conto economico.

I costi di esplorazione e i costi relativi alle prospezioni geologiche, ai sondaggi esplorativi, ai rilievi geologici e geofisici nonché le perforazioni esplorative sono imputati all'attivo tra le immobilizzazioni immateriali e sono ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sviluppo relativi a pozzi con esito minerario positivo e i costi di produzione relativi alla costruzione di impianti per l'estrazione e lo stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale tra le immobilizzazioni materiali secondo la natura del bene e sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (UOP).

I costi per chiusura dei pozzi, abbandono dell'area, smantellamento o rimozione delle strutture sono rilevati nell'attivo patrimoniale e sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP).

Investimenti Immobiliari

Gli immobili ed i fabbricati posseduti al fine di conseguire canoni di locazione sono valutati al costo al netto di ammortamenti (calcolati con aliquote dal 2,0% al 3,2%) e perdite per riduzione di valori accumulati.

Perdita di valore delle attività

Il Gruppo verifica, almeno una volta all'anno, la recuperabilità del valore contabile delle Attività immateriali e materiali, al fine di determinare se vi siano indicazioni che tali attività possano aver subito una perdita di valore. Se esiste tale evidenza, il valore di carico delle attività viene ridotto al relativo valore recuperabile. Un'attività immateriale con vita utile indefinita è sottoposta a verifica per riduzione di valore ogni anno o più frequentemente, ogniqualvolta vi sia un'indicazione che l'attività possa aver subito una perdita di valore.

Quando non è possibile stimare il valore recuperabile di un singolo bene, il Gruppo stima il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari cui il bene appartiene.

Il valore recuperabile di un'attività è il maggiore tra il *fair value* al netto dei costi di vendita ed il suo valore d'uso. Per determinare il valore d'uso di un'attività, il Gruppo calcola il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati, al lordo delle imposte, applicando un tasso di sconto, ante imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività. Una perdita di valore è iscritta se il valore recuperabile è inferiore al valore contabile. Quando successivamente, una perdita su attività, diverse dall'avviamento, viene meno o si riduce, il valore contabile dell'attività o dell'unità generatrice di flussi finanziari è incrementato sino alla nuova stima del valore recuperabile e non può eccedere il valore che sarebbe stato determinato se non fosse stata rilevata alcuna perdita per riduzione di valore. Il ripristino di una perdita di valore è iscritto immediatamente a conto economico.

Avviamento

Nel caso di acquisizione di aziende, le attività, le passività e le passività potenziali acquisite e identificabili sono rilevate al loro *fair value* alla data di acquisizione. La differenza positiva tra il costo di acquisto e la quota di interessenza del Gruppo nel *fair value* di tali attività e passività ("avviamento") viene iscritta in bilancio come attività immateriale. Qualora l'eventuale differenza sia negativa ("avviamento negativo"), il relativo ammontare è rilevato a conto economico al momento dell'acquisizione.

L'avviamento è inizialmente iscritto al costo. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è più sottoposto ad ammortamento ma viene annualmente sottoposto alla verifica di perdita di valore ("*Impairment Test*"). L'avviamento viene quindi allocato a ciascuna delle unità generatrici di flussi finanziari (*Cash Generating Unit*) che ci si attende beneficeranno degli effetti sinergici derivanti dall'acquisizione. L'eventuale perdita di valore è identificata attraverso valutazioni che prendono a riferimento la capacità di ciascuna unità di produrre flussi finanziari atti a recuperare la parte di avviamento a essa allocata, con le modalità precedentemente indicate nella sezione relativa agli Immobili, impianti e macchinari. Nel caso in cui il valore recuperabile da parte dell'unità generatrice di flussi sia inferiore al valore di carico attribuito, si rileva la relativa perdita di valore. Tale perdita di valore non viene ripristinata anche qualora vengano meno i motivi che l'hanno generata.

Contratti di costruzione pluriennali in corso di esecuzione

I contratti di costruzione pluriennali in corso di esecuzione sono valutati sulla base dei corrispettivi contrattuali maturati con ragionevole certezza, secondo il criterio della percentuale di completamento (c.d. *cost to cost*), così da attribuire i ricavi ed il risultato economico della commessa ai singoli esercizi di competenza, in proporzione allo stato di avanzamento lavori. La differenza positiva o negativa tra valore dei contratti ed acconti ricevuti è iscritta rispettivamente nell'attivo o nel passivo dello Stato patrimoniale.

I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi e il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino effettivi ricavi che possano essere determinati con attendibilità. Le perdite accertate sono riconosciute indipendentemente dallo stato di avanzamento delle commesse.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino di materiali e combustibili sono valutate al minore tra il costo medio ponderato ed il valore di mercato alla data della chiusura contabile. Il costo medio ponderato viene determinato per periodo di riferimento, relativamente ad ogni codice di magazzino. Il costo medio ponderato include gli oneri accessori di competenza (ad esempio: noli navi, oneri doganali, assicurazioni, stalle e controstalle nell'acquisto di combustibili), riferiti agli acquisti dell'esercizio. Le rimanenze di magazzino vengono costantemente monitorate, e qualora necessario, si procede alla svalutazione delle rimanenze tecnologicamente obsolete con imputazione a Conto economico.

Strumenti finanziari

Il Gruppo AEM ha adottato dal 1° gennaio 2005 lo IAS n. 32 e lo IAS n. 39.

Gli strumenti finanziari includono le partecipazioni disponibili per la vendita ("*Available for sale*") e le altre attività finanziarie non correnti quali i titoli detenuti con l'intenzione di mantenerli in portafoglio fino alla scadenza ("*Held to maturity*"), i crediti e i finanziamenti non correnti, i crediti commerciali e gli altri crediti originati dall'impresa e le altre attività finanziarie correnti come le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti.

Sono strumenti finanziari anche le attività detenute al fine di negoziarle ("*Held for trading*").

Si definiscono disponibilità liquide e mezzi equivalenti i depositi bancari, i titoli prontamente negoziabili che rappresentano investimenti temporanei di liquidità e i crediti finanziari esigibili entro tre mesi.

Sono strumenti finanziari anche i debiti finanziari, i debiti commerciali e gli altri debiti e le altre passività finanziarie, nonché gli strumenti derivati (attivi e passivi). La loro valutazione iniziale comprende i costi di transazione direttamente attribuibili all'acquisizione o i costi di emissione.

Gli acquisti e le vendite di attività/passività finanziarie vengono contabilizzati alla data di negoziazione.

Il *fair value* viene calcolato secondo la seguente scala gerarchica:

1. Valore di mercato

Il mercato di riferimento deve essere libero e attivo, e presentare prezzi regolarmente e continuamente disponibili per il pubblico. Se esistono più mercati da cui desumere la quotazione dell'oggetto da valutare, viene prescelto il più conveniente.

2. Quotazioni di attività o passività simili

Ove il valore di mercato non sia disponibile, vengono analizzate le quotazioni di attività o passività simili.

3. Metodi di valutazione

In assenza di quotazioni affidabili, il *fair value* viene determinato attraverso modelli e tecniche di valutazione generalmente accettati in grado di approssimare ragionevolmente il valore di mercato, quali ad esempio flussi attualizzati e *option pricing*.

4. Al costo

Nell'ipotesi in cui nessuno dei criteri prima elencati sia applicabile, l'unico riferimento utilizzabile resta il costo.

La valutazione successiva dipende dalla classe a cui appartiene lo strumento.

- a. Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, che sono gli impegni finanziari a breve convertibili in valori di cassa noti e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione del valore in un periodo non superiore a 90 giorni, comprendono i valori numerari, e vengono esposti al loro valore nominale; ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide sono rappresentate al netto degli scoperti bancari alla data di chiusura del bilancio.
- b. Le attività detenute per essere negoziate sono valutate al valore corrente (*fair value*) con iscrizione delle variazioni a conto economico.

- c. Le attività disponibili per la vendita, fra cui le partecipazioni, sono valutate al valore corrente (*fair value*). Gli utili o le perdite che si determinano vengono iscritte direttamente in una riserva di patrimonio, e verranno imputate a conto economico al momento della cessione. In particolare per le partecipazioni, quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, vengono valutate con le altre metodologie previste dai principi contabili internazionali oppure al costo rettificato, se in presenza di perdite durevoli di valore, il cui effetto è imputato nel conto economico. Il rischio, derivante da eventuali perdite eccedenti il valore di carico della partecipazione, è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.
- d. Le attività finanziarie per le quali si ha l'intenzione di mantenerle fino alla scadenza sono valutate al costo ammortizzato, utilizzando il tasso di interesse effettivo originario e attualizzando i flussi di cassa alla data di bilancio allo stesso tasso.
- e. Le altre passività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato e i costi sostenuti per l'ottenimento dei finanziamenti e gli eventuali aggi o disaggi di emissione sono portati a rettifica del valore nominale del finanziamento. Gli oneri finanziari sono calcolati con il metodo del tasso effettivo di interesse. Per il solo prestito obbligazionario, emesso da AEM S.p.A. nel mese di ottobre 2003, è stata adottata, sempre a partire dal 1° gennaio 2005, la metodologia *fair value option*, così come previsto da "Amendments to IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement" pubblicato dallo IASB a giugno 2005. La versione dello IAS n. 39, omologata dalla U.E., differiva dal testo approvato dallo IASB relativamente ad alcune disposizioni relative all'opzione illimitata del *fair value* e alla contabilizzazione delle operazioni di copertura.

La stessa Banca Centrale Europea aveva espresso preoccupazioni sull'utilizzo illimitato dell'opzione a *fair value*.

L'intento della Commissione Europea era di mettere a disposizione, in tempo utile per la loro applicazione nel 2005, validi orientamenti in materia di contabilità per gli strumenti finanziari. Per la Commissione, pertanto, l'esclusione delle suddette disposizioni aveva carattere eccezionale e provvisorio, in attesa che si risolvessero le questioni ancora in sospeso.

Lo IASB ha tenuto conto di queste preoccupazioni e ha proposto una modifica allo IAS n. 39 intesa a ridurre la portata dell'opzione a *fair value*.

La nuova versione prevede l'impiego di tale opzione nelle situazioni per le quali l'applicazione di questa opzione consente di eliminare o ridurre le incoerenze in sede di valutazione o di rilevazione ("*mismatch*").

Il 15 novembre 2005 la Commissione Europea ha omologato la variazione allo IAS n. 39 introdotta dallo IASB.

- f. Le attività e passività oggetto di copertura con strumenti derivati sono valutate al *fair value* se sono oggetto della copertura del rischio prezzo (*fair value hedge*), al costo ammortizzato ovvero al *fair value* se sono oggetto di copertura dei futuri flussi di cassa (*cash flow hedge*).
- g. Il Gruppo AEM detiene strumenti derivati allo scopo di coprire la propria esposizione al rischio di variazione dei prezzi delle *commodity*, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse. Nel caso in cui tali operazioni, ancorché stipulate con fini di copertura del rischio, non soddisfino il test di efficacia per le operazioni derivate previsto dallo IAS n. 39, esse sono contabilizzate al *fair value* con rilevazione dell'utile o della perdita a conto economico. Coerentemente con quanto stabilito dallo IAS n. 39, gli strumenti finanziari derivati di copertura possono essere contabilizzati secondo le modalità stabilite per l'*hedge accounting* solo quando: a) all'inizio della copertura esiste la designazione formale e la documentazione della relazione di copertura stessa; b) si prevede che la copertura sarà altamente efficace; c) l'efficacia può essere attendibilmente misurata; d) la copertura stessa è altamente efficace durante diversi periodi contabili per i quali è designata. I derivati di copertura che coprono il rischio di variazione del *fair value* degli strumenti oggetto di copertura (*fair value hedge*; es. copertura della variabilità del *fair value* di attività/passività a tasso fisso), sono rilevati al *fair value*, con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere le variazioni del *fair value* associate al rischio coperto. Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (*cash flow hedge*; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività a tasso variabile per effetto delle oscillazioni dei tassi d'interesse), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Se uno strumento di copertura viene chiuso, ma l'operazione oggetto di copertura non si è ancora realizzata, gli utili e le perdite cumulati rimangono iscritti nella riserva di patrimonio netto e verranno riclassificati a conto economico nel momento in cui la relativa operazione si realizzerà. Se l'operazione oggetto di copertura non è più ritenuta probabile, gli utili o le perdite non ancora realizzati e contabilizzati nella riserva di patrimonio netto sono rilevati immediatamente a conto economico.
- Le variazioni del *fair value* dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico.
- h. I crediti e i debiti originati dalla società sono valutati al costo ammortizzato e la valutazione tiene conto della solvibilità del credito stesso. In particolare, i credi-

ti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non vengono attualizzati e sono iscritti al costo (ovvero al loro valore nominale) al netto delle relative perdite di valore che vengono imputate a conto economico. La valutazione dell'esigibilità dei crediti e l'eventuale svalutazione, vengono effettuate trimestralmente. I debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non vengono attualizzati e sono iscritti al costo (ovvero al loro valore nominale).

i. Le attività finanziarie sono contabilizzate alla data di liquidazione.

Debiti commerciali

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

Passività finanziarie

Come detto precedentemente, il Gruppo AEM ha adottato lo IAS n. 32 e lo IAS n. 39 a partire dal 1° gennaio 2005. Da tale data le passività finanziarie, ad eccezione dei derivati, sono inizialmente rilevate al costo, corrispondente al *fair value* della passività al netto dei costi di transazione che sono direttamente attribuibili all'emissione della passività stessa.

A seguito della rilevazione iniziale, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso d'interesse effettivo originale. La valutazione delle passività finanziarie oggetto di copertura di tipo *fair value hedge* è adeguata per riflettere le variazioni di *fair value* associate al rischio coperto.

Attività non correnti destinate alla dismissione (*Discontinued operations*)

Le attività non correnti destinate alla dismissione includono le attività (o gruppi di attività in corso di dismissione) il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo. Le attività destinate alla vendita sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il *fair value* al netto dei costi di vendita.

In conformità agli IFRS, i dati relativi alle *discontinued operations* vengono presentati come segue:

- in due specifiche voci dello stato patrimoniale: attività destinate alla vendita e passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita;

- in una specifica voce del conto economico: utile (perdita) netto da attività cessate/destinate ad essere cedute.

Benefici ai dipendenti

I benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro, attraverso programmi a benefici definiti (sconto energia, assistenza sanitaria, altri benefici) o benefici a lungo termine (Premio di fedeltà) sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici; la valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Gli utili e le perdite derivanti dall'effettuazione del calcolo attuariale sono imputati a conto economico come costo o ricavo, il Gruppo non applica il cosiddetto metodo del corridoio.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando si è in presenza di una obbligazione attuale (legale o implicita) che deriva da un evento passato, qualora sia probabile un esborso di risorse per soddisfare l'obbligazione e possa essere effettuata una stima attendibile sull'ammontare dell'obbligazione.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa pagherebbe per estinguere l'obbligazione, ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Se l'effetto di attualizzazione del valore del denaro è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi ad un tasso di sconto *ante* imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo. Quando viene effettuata l'attualizzazione, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario. Se la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.

Azioni proprie

Le azioni proprie sono iscritte in riduzione del patrimonio netto. In particolare, il valore delle azioni proprie è contabilizzato in una specifica voce evidenziata in negativo all'interno del patrimonio netto.

Contributi

I contributi, sia da enti pubblici che da terzi privati, sono rilevati al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti e che saranno rispettate le condizioni previste per l'ottenimento degli stessi.

I contributi ricevuti a fronte di specifiche spese sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico con un criterio sistematico negli esercizi necessari a contrapporli ai costi correlati.

I contributi ricevuti a fronte di specifici beni il cui valore viene iscritto tra le immobilizzazioni sono rilevati o a diretta riduzione delle immobilizzazioni stesse o tra le altre passività e accreditati a Conto economico in relazione al periodo di ammortamento dei beni cui si riferiscono.

I contributi in conto esercizio (concessi al fine di fornire un aiuto finanziario immediato all'impresa o come compensazione per le spese e le perdite sostenute in un esercizio precedente) sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è possibile determinarne attendibilmente il valore (*fair value*) ed è probabile che i relativi benefici economici saranno fruiti. Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e benefici significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente;
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività sulla base dei medesimi criteri previsti per i lavori in corso su ordinazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati.

In particolare, i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas sono rilevati al momento dell'erogazione della fornitura o del servizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a pre-

fissati calendari di lettura. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli tariffari previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso dell'esercizio.

Interessi

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

Dividendi

I ricavi sono rilevati quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.

Utile per azione

L'utile base per azione è calcolato dividendo il risultato economico del Gruppo per la media ponderata delle azioni in circolazione durante l'esercizio, escludendo le azioni proprie. Ai fini del calcolo dell'utile diluito per azione, la media ponderata delle azioni in circolazione è modificata assumendo la conversione di tutte le potenziali azioni aventi effetto diluitivo. Anche il risultato netto del Gruppo è rettificato per tener conto degli effetti, al netto delle imposte, della conversione.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari sono rilevati come costi nell'esercizio nel quale sono sostenuti.

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore; si tiene conto, inoltre, degli effetti derivanti dall'attivazione nell'ambito del Gruppo del consolidato fiscale nazionale.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel bilancio consolidato e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. Sono inoltre rilevate attività per imposte anticipate sulle perdite fiscali pregresse riportabili a nuovo delle società che non partecipano al

consolidato fiscale nazionale. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro utili fiscali sufficienti in modo da permettere che tale attività possa essere utilizzata.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata ad ogni chiusura d'esercizio.

Uso di stime

La società effettua stime ed ipotesi per la redazione del bilancio consolidato e delle relative note in applicazione degli IFRS che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività alla data della chiusura dello stesso. I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime. Le stime sono utilizzate per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, per obsolescenza e lento movimento di magazzino, gli ammortamenti, le svalutazioni di attività, i benefici ai dipendenti, le imposte, i fondi di ristrutturazione, nonché altri accantonamenti e fondi. Tali stime e ipotesi sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico.



ommento alle voci di bilancio consolidato

1. Stato patrimoniale

A partire dal 30 settembre 2005 l'area di consolidamento del Gruppo AEM comprende il consolidamento del Gruppo Edison tramite la società Transalpina di Energia S.r.l. controllata congiuntamente dalla società Delmi S.p.A. (di seguito "Gruppo Delmi") con il Gruppo Electricité de France (EDF); pertanto i dati patrimoniali al 31 marzo 2006 risultano omogenei con i dati al 31 dicembre 2005. Si segnala che il cosiddetto "vecchio perimetro AEM" si riferisce al Gruppo AEM ad esclusione del consolidamento del Gruppo Delmi.

L'area di consolidamento del Gruppo AEM comprende, inoltre, tutte le società controllate, consolidate integralmente, e le società Plurigas S.p.A. e Edipower S.p.A., consolidate proporzionalmente. La società Ecodeco S.r.l., di cui è stata acquisita una quota del capitale pari al 30% nel corso dell'esercizio 2005, è valutata con il metodo del Patrimonio Netto.

Si segnala che, come previsto dal principio IFRS 5, le poste patrimoniali dell'attivo e del passivo delle società Serenissima Gas S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l. sono state riclassificate nella voce dell'attivo "C) Attività non correnti destinate alla vendita" e nella voce del passivo "F) Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita". Nella voce "C) Attività non correnti destinate alla vendita" è altresì compreso il valore della partecipazione nella società Mestni Plinovodi d.o.o. detenuta dalla capogruppo.

Lo stato patrimoniale al 31 marzo 2006 presenta attività per 13.658 milioni di euro e passività per 9.835 milioni di euro; il patrimonio netto ammonta complessivamente a 3.823 milioni di euro.

L'utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo è risultato pari a 108 milioni di euro.

ATTIVITÀ

A) Attività non correnti

A 1) Immobilizzazioni materiali

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Terreni e fabbricati	699	23	722
Impianti e macchinario	5.646	493	6.139
Attrezzature industriali e commerciali	14	-	14
Altri beni	64	2	66
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.070	(563)	507
Totale	7.493	(45)	7.448

Le immobilizzazioni materiali sono pari a 7.448 milioni di euro (7.493 milioni di euro al 31 dicembre 2005) in diminuzione di 45 milioni di euro per effetto delle seguenti voci:

- per 71 milioni di euro, gli investimenti e gli anticipi pagati ai fornitori nel periodo in esame, di cui 6 milioni di euro quali costi del personale capitalizzati, così ripartiti per filiera:
 - Energia elettrica 46 milioni di euro;
 - Gas e Calore 9 milioni di euro;
 - Reti e Mercati Regolamentati 16 milioni di euro;
- per 9 milioni di euro, la dismissione di cespiti, al netto del fondo ammortamento, derivante essenzialmente dagli smobilizzi della società Edipower S.p.A.;
- per 101 milioni di euro, gli ammortamenti del periodo in esame;
- per 6 milioni di euro, altre variazioni negative relative alla riclassificazione delle immobilizzazioni materiali della società Serenissima Gas S.p.A. alla voce "Altre attività non correnti destinate alla vendita" per 14 milioni di euro, in parte compensata da altre variazioni positive, per 8 milioni di euro, relative all'aumento degli oneri derivanti dagli obblighi di ripristino ambientale della società Edipower S.p.A..

Gli investimenti effettuati nel corso del periodo in esame sono relativi:

- alla filiera Energia Elettrica, per 46 milioni di euro di cui 16 milioni di euro si riferiscono principalmente agli investimenti sugli impianti idroelettrici di Premadio e al nuovo Gruppo 6 della centrale termoelettrica di Cassano d'Adda. Per quanto riguarda il Gruppo Delmi sono stati effettuati investimenti per 30 milioni di euro relativi agli impianti in costruzione di Simeri Crichi (CZ), Torviscosa (UD), Altomonte (CS), al *repowering* delle centrali di Turbigo (MI) e Mese (SO), di proprietà di Edipower S.p.A., nonché gli investimenti relativi al campo eolico di Ripabottoni (CB);
- alla filiera Gas e Calore, per 9 milioni di euro, di cui 4 milioni di euro per interventi effettuati sugli impianti e sulle reti di teleriscaldamento nelle aree di Milano e di alcuni Comuni limitrofi. Per il Gruppo Delmi gli investimenti ammontano a 5 milioni di euro e si riferiscono in particolare a interventi effettuati in Italia, tra i quali le attività di sviluppo del giacimento di gas di Candela e la costruzione del metanodotto di Caverzere-Minerbio;
- alla filiera Reti e Mercati Regolamentati, per 16 milioni di euro, gli interventi riguardanti le linee a 220 kv e 130 kv, della stazione di Porta Venezia, l'ampliamento delle reti di media e bassa tensione, il rifacimento di cabine di trasformazione e di sezionamento, l'ammodernamento degli impianti interni, la posa di tubazioni in media e bassa pressione, di colonne montanti e di misuratori, i

lavori di scavo e di realizzazione dell'infrastruttura di cavidotto, nonché l'acquisto e la posa di fibra ottica.

Nel valore complessivo delle immobilizzazioni materiali sono compresi, per 507 milioni di euro, (1.070 milioni di euro al 31 dicembre 2005) le immobilizzazioni in corso e gli acconti relativi le cui variazioni del periodo ammontano a 563 milioni di euro e sono così dettagliate:

- per 48 milioni di euro, gli investimenti sostenuti nel periodo in esame costituiti principalmente, per 15 milioni di euro, dai lavori effettuati sugli impianti delle centrali di Premadio (SO) e di Cassano d'Adda (MI) e dai lavori di manutenzione straordinaria della diga di San Giacomo (SO). Inoltre, sono proseguiti i lavori di ampliamento delle reti elettricità, gas e calore nelle aree di Milano e di alcuni Comuni limitrofi. I restanti 33 milioni di euro si riferiscono al consolidamento degli investimenti del Gruppo Delmi;
- per 611 milioni di euro, le variazioni relative alla riduzione delle immobilizzazioni in corso a seguito dell'entrata in esercizio della centrale termoelettrica di Altomonte (CS) e della centrale di Piacenza di Edipower.

Si segnala che nei primi tre mesi dell'esercizio 2006 non sono stati riscontrati *impairment indicators* per cui non è stato necessario procedere a rettifiche di valore delle immobilizzazioni materiali.

La legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge Finanziaria 2006) in tema di concessioni di grande derivazione idroelettrica ha previsto una proroga automatica decennale subordinatamente alla dimostrazione dell'efficacia di congrui investimenti di ammodernamento degli impianti che migliorino le prestazioni energetiche ed ambientali ed al versamento di un sovracanone. Tale dimostrazione, documentata entro i 6 mesi che precedono la scadenza della concessione, è soggetta a verifica da parte delle Amministrazioni locali. Per gli impianti che rispondono alla nuova normativa si è proceduto alla modifica del calcolo degli ammortamenti.

Si segnala che nella voce "Impianti e macchinari" sono compresi gli oneri derivanti dagli obblighi di ripristino ambientale delle aree di produzione termoelettrica di Edipower S.p.A., per 13 milioni di euro. Per tali oneri si è provveduto all'attualizzazione del valore il cui effetto a conto economico è compreso negli oneri finanziari.

Si segnala che tra le immobilizzazioni materiali sono compresi beni in locazione finanziaria per complessivi 127 milioni di euro, di cui 85 milioni di euro riferiti al consolidamento del Gruppo Delmi, iscritti con la metodologia dello IAS 17 (rivisto). Il valore complessivo del residuo debito finanziario, iscritto tra i "debiti e altre passività finanziarie", è pari a 54 milioni di euro.

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Le immobilizzazioni materiali sono quasi integralmente ubicate nel territorio italiano e nel loro valore non sono capitalizzati oneri finanziari.

A 2) Investimenti immobiliari

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Investimenti immobiliari	24	-	24

Al 31 marzo 2006 risultano iscritti investimenti immobiliari, relativi a terreni e fabbricati non strumentali all'attività caratteristica del Gruppo, per 24 milioni di euro e si riferiscono esclusivamente al consolidamento del Gruppo Delmi.

A 3) Immobilizzazioni immateriali

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Diritti di brevetto industriale e utilizzazione opere dell'ingegno	19	(1)	18
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	248	(4)	244
Avviamento	1.972	(10)	1.962
Immobilizzazioni in corso	3	(1)	2
Altre immobilizzazioni immateriali	391	(20)	371
Totale	2.633	(36)	2.597

Le immobilizzazioni immateriali al 31 marzo 2006 sono pari a 2.597 milioni di euro e presentano, rispetto al 31 dicembre 2005, un decremento netto di 36 milioni di euro risultante dall'effetto delle seguenti voci:

- per 7 milioni di euro, gli investimenti effettuati nel periodo in esame di cui 1 milione di euro relativo alla filiera Servizi e per 6 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo Delmi e riferiti in particolare alla filiera gas e calore;
- per 18 milioni di euro, alla vendita delle eccedenze di certificati verdi al 31 dicembre 2005 con l'iscrizione a conto economico del relativo maggior valore;
- per 10 milioni di euro, alla riclassificazione nella voce Attività non correnti destinate alla vendita delle quote di avviamento delle società Serenissima Gas S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l.;
- per 3 milioni di euro all'iscrizione delle eccedenze di certificati verdi al 31 marzo 2006;

Commento alle voci di bilancio consolidato

- per 6 milioni di euro all'iscrizione delle eccedenze di *emission rights* al 31 marzo 2006;
- per 6 milioni di euro le altre variazioni negative del Gruppo Delmi;
- per 18 milioni di euro, gli ammortamenti del periodo in esame, di cui 16 milioni derivanti dal consolidamento del Gruppo Delmi.

Si precisa che la quota consolidata del Gruppo Delmi relativa alla voce Altre Immobilizzazioni, pari a 361 milioni di euro, comprende licenze e diritti simili, tra i quali si segnala la valorizzazione dei contratti di fornitura di idrocarburi "take or pay" effettuata in ossequio alla "Purchase Price Allocation" ai sensi dell'IFRS 3. Si segnala, inoltre, che gli investimenti relativi ai costi per ricerca ed esplorazione di giacimenti di idrocarburi, sono stati integralmente ammortizzati nel periodo ed escludono la quota di costi capitalizzati in conformità con IFRS 6.

La voce Avviamento è pari al 31 marzo 2006 a 1.962 milioni di euro ed è relativa alle seguenti acquisizioni:

milioni di euro	Saldo al 31.03.2006
Ramo d'azienda Enel Distribuzione S.p.A.	110
AEM Calore & Servizi S.p.A.	4
Edipower S.p.A.	2
Gruppo Delmi	1.846
Totale	1.962

A 4) Partecipazioni

Partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	115	(6)	109

Le partecipazioni al 31 marzo 2006 presentano, rispetto al 31 dicembre 2005, un decremento netto di 6 milioni di euro dovuto alla riclassificazione del valore della partecipazione in Mestni Plinovodi d.o.o. tra le attività non correnti destinate alla vendita, come richiesto dal principio IFRS 5.

A 5) Altre attività finanziarie non correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Attività finanziarie possedute fino alla scadenza	1	-	1
Prestiti e crediti generati dall'impresa	28	-	28
Attività finanziarie disponibili per la vendita	284	27	311
Attività finanziarie non classificate	1	(1)	-
Totale altre attività finanziarie non correnti	314	26	340

Le altre attività finanziarie non correnti al 31 marzo 2006 sono pari a 340 milioni di euro (314 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e l'incremento rispetto al 31 dicembre 2005, pari a 26 milioni di euro, si riferisce sostanzialmente all'aumento delle attività finanziarie disponibili per la vendita dovuto in particolare alla valutazione a *fair value* delle partecipazioni in ATEL SA e in AEM Torino S.p.A., nonché alla variazione di capitale sociale di società partecipate dal Gruppo Delmi.

Per le partecipazioni comprese nelle immobilizzazioni finanziarie, incluse ed escluse dal consolidamento, e per le partecipazioni valutate sia con il metodo del patrimonio netto che con il metodo del *fair value*, sono stati predisposti degli appositi prospetti riepilogativi (allegati n. 3, 4, 5, 6 e 7).

A 6) Strumenti derivati non correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Strumenti derivati non correnti	1	1	2

Al 31 marzo 2006 ammontano a 2 milioni di euro e si riferiscono ai derivati su *commodity* relativi al consolidamento proporzionale della società Plurigas.

A 7) Attività per imposte anticipate

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Attività per imposte anticipate	262	2	264

Tale posta è pari a 264 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2005 e si riferisce ai crediti verso l'Erario relativi ad attività per imposte differite attive, IRES ed IRAP, derivanti da differenze temporanee fra l'utile di

Commento alle voci di bilancio consolidato

bilancio e il reddito imponibile che si riverseranno in esercizi futuri. I crediti relativi ad attività per imposte differite attive saranno esigibili nel momento in cui si riverseranno le differenze temporanee che li hanno generati.

A 8) Altri crediti non correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Altri crediti non correnti	151	(8)	143

Gli altri crediti non correnti risultano pari a 143 milioni di euro (151 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Il decremento, rispetto al 31 dicembre 2005, pari a 8 milioni di euro è dovuto alla diminuzione dei crediti non correnti consolidati del Gruppo Delmi, e si riferiscono principalmente a crediti tributari chiesti a rimborso comprensivi degli interessi maturati al 31 marzo 2006.

A 9) Contanti vincolati o impegnati

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Contanti vincolati o impegnati	5	-	5

Tale posta, invariata rispetto al 31 dicembre 2005, presenta un saldo pari a 5 milioni di euro relativo esclusivamente al consolidamento del Gruppo Delmi; si tratta di giacenze monetarie a garanzia del puntuale rimborso delle rate a breve e lungo periodo relative a *project financing* come da impegni sottoscritti con gli enti finanziatori.

A 10) Altre attività non correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Altre attività non correnti	-	3	3

Tale posta presenta un saldo pari a 3 milioni di euro relativo al consolidamento proporzionale della società Edipower S.p.A. e si riferisce a costi già sostenuti ma di competenza di esercizi futuri.

B) Attività correnti

B 2) Rimanenze

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Rimanenze	202	(113)	89

Le rimanenze al 31 marzo 2006 sono pari a 89 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Il decremento complessivo pari a 113 milioni di euro è dovuto principalmente alla diminuzione delle rimanenze di combustibili che riflette la stagionalità dell'attività del Gruppo.

B 3) Attività finanziarie correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Partecipazioni di <i>trading</i>	14	2	16
Altre attività finanziarie non classificate	1	-	1
Attività finanziarie verso parti correlate	1	-	1
Totale attività finanziarie correnti	16	2	18

Tale voce presenta, al 31 marzo 2006, un saldo pari a 18 milioni di euro; l'incremento che si registra rispetto al 31 dicembre 2005 è dovuto all'aumento del *fair value* delle partecipazioni, detenute per *trading* ai fini IFRS, in società quotate da parte del Gruppo Delmi, quali AMGA S.p.A., ACEA S.p.A., ACEGAS S.p.A. e ACSM S.p.A..

B 4) Strumenti derivati correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Strumenti derivati correnti	75	17	92

Al 31 marzo 2006 tale voce ammonta a 92 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2005).

Rispetto al 31 dicembre 2005 si evidenzia un incremento pari a 17 milioni di euro relativo, per 12 milioni di euro, alla variazione dei derivati del Gruppo Delmi e per 5 milioni di euro all'incremento dei derivati su *commodity* del cosiddetto vecchio perimetro del Gruppo AEM.

Gli strumenti derivati sono illustrati al paragrafo "Altre informazioni".

B 5) Crediti tributari

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Crediti tributari	63	(27)	36

Al 31 marzo 2006 tale posta risulta pari a 36 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2005) il decremento, rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, pari a 27 milioni di euro, è dovuto essenzialmente alla diminuzione del credito verso l'Erario per IVA.

B 6) Crediti commerciali e altri crediti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Crediti verso clienti			
Crediti verso clienti	1.447	333	1.780
Fondo svalutazione crediti	(55)	21	(34)
Totale crediti verso clienti	1.392	354	1.746
Crediti verso parti correlate			
– verso ente controllante	65	3	68
– verso collegate	30	15	45
Totale crediti verso parti correlate	95	18	113
Altri crediti			
– verso CCSE	38	13	51
– anticipi a fornitori	2	1	3
– crediti diversi	177	(13)	164
Totale altri crediti	217	1	218
Totale	1.704	373	2.077

Al 31 marzo 2006 i crediti commerciali e altri crediti risultano pari a 2.077 milioni di euro (1.704 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e presentano un incremento complessivo pari a 373 milioni di euro principalmente relativo all'incremento dei crediti verso clienti per vendite di energia elettrica e gas. L'aumento derivante dal Gruppo Delmi ammonta a 218 milioni di euro.

Al 31 marzo 2006 il fondo svalutazione crediti ammonta a 34 milioni di euro e presenta un decremento pari a 21 milioni di euro rispetto alla fine dell'esercizio precedente in particolare per la diminuzione del fondo svalutazione crediti del Gruppo Delmi. Tale fondo è ritenuto congruo rispetto al rischio a cui si riferisce.

B 7) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Depositi bancari e postali	185	89	274
Denaro e valori in cassa	7	-	7
Crediti per operazioni finanziarie	50	9	59
Totale	242	98	340

Le disponibilità liquide al 31 marzo 2006 risultano pari a 340 milioni di euro (242 milioni di euro al 31 dicembre 2005) comprensivi del consolidamento del Gruppo Delmi per 239 milioni di euro.

I crediti per operazioni finanziarie del Gruppo Delmi, pari a 59 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2005), si riferiscono a titoli di Stato immediatamente liquidabili.

I depositi bancari includono gli interessi maturati ma non ancora accreditati alla fine del periodo in esame.

B 8) Altre attività correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Altre attività correnti	21	9	30

Sono evidenziati in bilancio per 30 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e si riferiscono sia a proventi di competenza del periodo ed esigibili in futuro, sia a costi già sostenuti, ma di competenza di periodi futuri.

C) Attività non correnti destinate alla vendita

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Attività non correnti destinate alla vendita	-	41	41

Risultano pari a 41 milioni di euro e si riferiscono ad attività non correnti destinate alla vendita ed in particolare alle società Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. ed alla partecipazione, pari al 41,11%, in Mestni Plinovodi d.o.o., detenuta dalla capogruppo, che è stata valutata al minore tra il valore contabile al

Commento alle voci di bilancio consolidato

momento della riclassificazione e il *fair value* al netto dei costi di vendita. Ciò ha comportato una svalutazione della stessa pari a 6 milioni di euro. Le altre attività sono iscritte al valore contabile al momento della riclassificazione.

Il 6 marzo 2006, ACSM S.p.A. ed AEM S.p.A. hanno siglato un protocollo d'intesa sulla base del quale saranno negoziati i contratti definitivi per il compimento di una operazione che, subordinatamente all'approvazione degli organi competenti del Comune di Como, prevede il trasferimento ad ACSM delle partecipazioni detenute da AEM nelle società Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. e Mestni Plinovodi d.o.o., tutte attive nei settori della vendita o della distribuzione di gas ("Operazione").

In base al protocollo d'intesa, AEM trasferirà complessivamente ad ACSM:

- n. 742.961 delle 936.000 azioni con diritto di voto di Serenissima Gas S.p.A., pari al 79,38% alle azioni con diritto di voto e al 71,44% del capitale sociale;
- una quota del valore di euro 71.400,00 rappresentante il 71,44% del capitale sociale di Serenissima Energia S.r.l. (un ulteriore 10% della società è detenuto da Serenissima Gas S.p.A.);
- una partecipazione rappresentativa del 41,11% del capitale sociale di Mestni Plinovodi d.o.o..

A fronte del trasferimento della partecipazione in Serenissima Gas S.p.A., ACSM delibererà un aumento di capitale riservato ad AEM con assegnazione a quest'ultima di n. 9.374.125 azioni ordinarie ACSM, di nuova emissione, del valore nominale pari ad 1 euro ciascuna, rappresentative del 20% del capitale sociale di ACSM post aumento.

Per effetto di tale operazione, la quota dell'attuale socio di riferimento di ACSM, il Comune di Como, sarà circa pari al 40,5%.

ACSM ed AEM stipuleranno inoltre un contratto di compravendita avente ad oggetto il trasferimento delle partecipazioni detenute in Serenissima Energia S.r.l. ed in Mestni Plinovodi d.o.o. per un valore in contanti pari a circa 7,095 milioni di euro.

L'efficacia del protocollo di intesa, è subordinata, da un lato, all'approvazione da parte degli organi competenti del Comune di Como di tutte le fasi esecutive dell'Operazione (ivi incluse la proposta di modifiche statutarie e la stipulazione del patto parasociale con AEM), e, dall'altro, alla conferma da parte di CONSOB che il perfezionamento dell'operazione e la stipula del patto parasociale non faccia sorgere in capo al Comune di Como ed AEM l'obbligo di promuovere un'offerta pubblica d'acquisto obbligatoria sulle azioni di ACSM. L'esecuzione dell'operazione è altresì subordinata al consenso degli ulteriori principali soci presenti nel capitale

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

della società Mestni Plinovodi d.o.o., vale a dire l'Azienda Mediterranea Gas e Acqua S.p.A. e SIMEST S.p.A., alla cessione della partecipazione a favore di ACSM ed al subentro della stessa in tutti i diritti ed obblighi attualmente previsti in capo ad AEM in virtù degli accordi in essere.

Si prevede che l'intero processo possa concludersi entro il primo semestre 2006.

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

D) Patrimonio netto

La composizione del patrimonio netto, il cui valore al 31 marzo 2006 risulta pari a 3.823 milioni di euro (3.673 milioni di euro al 31 dicembre 2005), è dettagliata nella seguente tabella:

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:			
Capitale sociale	936	–	936
(Azioni proprie)	(23)	–	(23)
Riserva legale	85	–	85
Altre riserve	310	12	322
Utili trattenuti	99	262	361
Utile netto dell'esercizio	242	(242)	–
Utile netto del periodo	–	108	108
Totale patrimonio del Gruppo	1.649	140	1.789
Interessi di minoranze	2.024	10	2.034
Totale patrimonio netto	3.673	150	3.823

D 1) Capitale sociale

Al 31 marzo 2006 il capitale sociale ammonta a 936 milioni di euro ed è composto da 1.800.047.400 azioni del valore unitario di 0,52 euro ciascuna.

D 3) Azioni proprie

Al 31 marzo 2006 sono pari a 23 milioni di euro e si riferiscono alle azioni proprie acquistate nel corso degli esercizi precedenti (n. 14.841.850) e non presentano

variazioni rispetto al 31 dicembre 2005. In applicazione degli IAS/IFRS la posta è stata portata a riduzione del patrimonio netto.

D 4) Riserva legale

Al 31 marzo 2006 risulta pari a 85 milioni di euro, invariata rispetto all'esercizio precedente in quanto non è ancora stata fatta la distribuzione dell'utile dell'esercizio 2005.

D 5) Altre riserve

Riserva di transizione IAS

Tale riserva, che al 31 marzo 2006 presenta un saldo positivo pari a 14 milioni di euro (15 milioni di euro al 31 dicembre 2005) accoglie gli effetti cumulativi delle rettifiche positive e negative derivanti dalla prima applicazione dei principi contabili internazionali.

Riserve IAS

Al 31 marzo 2006 ammontano a 53 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e accolgono gli effetti derivanti dalle valutazioni effettuate successivamente alla prima adozione dei principi contabili IAS/IFRS. Le variazioni del periodo ammontano a 33 milioni di euro.

Altre riserve

Risultano complessivamente pari a 255 milioni di euro (275 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e si riferiscono principalmente alla riserva straordinaria derivante dall'accantonamento in tale voce di parte di utili relativi ad esercizi precedenti non distribuiti da AEM S.p.A.. Il decremento, rispetto al 31 dicembre 2005, di 20 milioni di euro è dovuto all'utilizzo effettuato dal Gruppo Delmi a copertura di perdite pregresse.

D 6) Utili trattenuti

La posta presenta un saldo positivo pari a 361 milioni di euro (99 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e riguarda sia le rettifiche di consolidamento relative ai valori iscritti nei bilanci degli esercizi precedenti delle società del Gruppo, sia le perdite

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

e gli utili degli esercizi precedenti portati a nuovo da alcune società controllate. L'incremento pari a 262 milioni di euro è dovuto all'utile dell'esercizio 2005 non ancora distribuito, nonché dalla copertura operata dal Gruppo Delmi per perdite pregresse.

D 7) Utile netto del periodo

Risulta pari a 108 milioni di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

D 8) Interessi di minoranze

Al 31 marzo 2006 ammontano a 2.034 milioni di euro (2.024 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e rappresentano la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza delle società Delmi S.p.A., Serenissima Gas S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l. e degli azionisti di minoranza del Gruppo Edison consolidati tramite Transalpina di Energia S.r.l..

Le quote di spettanza delle minoranze delle società controllate AEM Elettricità S.p.A., AEM Gas S.p.A., AEM Trasmissione S.p.A. e AEM Energia S.p.A., non sono rilevanti, detenendo AEM S.p.A. il 99,99% del loro capitale sociale.

E) Passività

E 1) Passività non correnti

E1 – 1) Passività finanziarie a medio/lungo termine

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Obbligazioni non convertibili	2.026	(18)	2.008
Debiti verso banche	2.637	(136)	2.501
Debiti verso altri finanziatori	293	(1)	292
Strumenti derivati	–	5	5
Debiti per leasing finanziario	45	(2)	43
Totale	5.001	(152)	4.849

Le passività finanziarie a medio/lungo termine risultano pari a 4.849 milioni di euro (5.001 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e presentano una diminuzione pari a 152 milioni di euro derivante essenzialmente da una minor esposizione debitoria del Gruppo verso banche a medio/lungo termine, dal decremento della valutazio-

Commento alle voci di bilancio consolidato

ne a *fair value* del prestito obbligazionario non convertibile emesso da AEM S.p.A. nel mese di ottobre 2003, in parte compensati dall'iscrizione di passività non correnti per strumenti derivati del Gruppo Delmi.

La natura ed il contenuto dei finanziamenti a medio e lungo termine sono descritti al paragrafo "Altre informazioni".

E1 – 2) Passività per imposte differite

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Passività per imposte differite	936	4	940

La voce accoglie le rettifiche derivanti dalle variazioni, previste esclusivamente dalla normativa fiscale, apportate in fase di dichiarazione dei redditi delle singole società rispetto ai bilanci delle stesse a titolo di IRES e IRAP. Tali imposte saranno utilizzate nel momento in cui si riverseranno le differenze temporanee che le hanno generate.

L'incremento, pari a 4 milioni di euro, si riferisce essenzialmente agli accantonamenti sul risultato del periodo rettificati dalla diminuzione delle passività per imposte differite consolidate del Gruppo Delmi.

E1 – 3) Benefici a dipendenti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Benefici a dipendenti	200	(1)	199

Al 31 marzo 2006 tale posta risulta pari a 199 milioni di euro (200 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e presenta le seguenti variazioni del periodo:

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Accanto- namento	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.03.2006
Trattamento fine rapporto	106	2	(1)	(1)	106
Indennità di preavviso	–				–
Benefici a dipendenti	94		(1)		93
Totale	200	2	(2)	(1)	199

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

E1 – 4) Fondi spese e rischi

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Accanto- namento	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.03.2006
Fondi spese e rischi	618	43	(64)	4	601

Al 31 marzo 2006 la consistenza di tali fondi è pari a 601 milioni di euro (618 milioni di euro al 31 dicembre 2005). Il decremento, rispetto al 31 dicembre 2005, pari a 17 milioni di euro è dovuto essenzialmente alla differenza tra gli accantonamenti e gli utilizzi del periodo in esame ed in particolare dei fondi rischi consolidati del Gruppo Delmi, i cui utilizzi hanno riguardato il fondo accantonato a fronte di oneri contrattuali per il sito di Porto Marghera.

E1 – 5) Altre passività non correnti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Altre passività non correnti	216	3	219

Al 31 marzo 2006 ammontano a 219 milioni di euro (216 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e si riferiscono al debito verso i soci finanziari di Edipower S.p.A. in relazione alle opzioni *put* per la quota di competenza di AEM S.p.A., pari al 4%, comprensivo degli interessi maturati nel periodo, nonché al consolidamento del Gruppo Delmi per 123 milioni di euro, riferiti sia ai debiti correlati alle opzioni *put* relative all'acquisto del 10% di Edipower S.p.A. sia a depositi cauzionali fruttiferi rilasciati da clienti a fronte di contratti di fornitura di gas.

E 2) Passività correnti

E2 – 1) Debiti commerciali e altri debiti

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Acconti	76	(1)	75
Debiti verso fornitori	1.074	98	1.172
Debiti commerciali verso parti correlate	5	(1)	4
– Verso l'Ente controllante	3	–	3
– Verso collegate	2	(1)	1
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	21	(6)	15
Altri debiti	269	(4)	265
Totale	1.445	86	1.531

Commento alle voci di bilancio consolidato

I debiti commerciali e altri debiti risultano pari a 1.531 milioni di euro (1.445 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e presentano un incremento pari a 86 milioni di euro derivante principalmente dall'incremento dei debiti verso fornitori in parte compensato dalla diminuzione dei debiti verso istituti previdenziali e altri debiti correnti.

E2 – 2) Debiti per imposte

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Debiti per imposte	102	110	212

I debiti per imposte ammontano a 212 milioni di euro (102 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e presentano un incremento pari a 110 milioni di euro dovuto all'incremento delle imposte correnti IRES e IRAP del periodo in esame, all'aumento dei debiti verso il Ministero del Tesoro e verso gli enti locali per imposte sui consumi di energia elettrica e gas, all'aumento dei debiti connessi ad imposte locali, nonché ai maggiori debiti verso l'Erario per IVA.

E2 – 3) Passività finanziarie a breve termine

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Debiti verso banche	922	134	1.056
Debiti verso altri finanziatori	55	(8)	47
Strumenti derivati	27	13	40
Debiti per leasing finanziario	11	–	11
Debiti finanziari verso parti correlate	70	(9)	61
Totale	1.085	130	1.215

Le passività finanziarie a breve termine risultano pari a 1.215 milioni di euro (1.085 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e presentano un incremento pari a 130 milioni di euro relativo principalmente alle maggiori passività finanziarie del Gruppo Delmi.

La natura e il contenuto dei finanziamenti a breve termine sono illustrati al paragrafo "Altre informazioni".

E2 – 5) Altre passività

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Altre Passività	45	5	50

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Al 31 marzo 2006 la posta ammonta a 50 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e si riferisce essenzialmente a prestazioni già fatturate ma di competenza di periodi futuri.

F) Passività direttamente associate alle attività non correnti destinate alla vendita

milioni di euro	Valore al 31.12.2005	Variazioni del periodo	Valore al 31.03.2006
Passività direttamente associate ad attività non correnti destinate alla vendita	–	19	19

Risultano pari a 19 milioni di euro e si riferiscono a passività destinate alla vendita come richiesto dall' IFRS 5 ed in particolare alle società Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. di cui si è data descrizione al punto "C" delle attività.

2. Conto economico

A partire dal 30 settembre 2005 l'area di consolidamento del Gruppo AEM comprende "il consolidamento del Gruppo Edison tramite la società Transalpina di Energia S.r.l. controllata congiuntamente tramite la società Delmi S.p.A." di seguito definito "Gruppo Delmi"; pertanto i dati economici al 31 marzo 2006 non risultano omogenei con i corrispondenti dati al 31 marzo 2005.

L'area di consolidamento del Gruppo AEM comprende inoltre tutte le società controllate, consolidate integralmente, e le società Plurigas S.p.A. e Edipower S.p.A., consolidate proporzionalmente. La società Ecodeco S.r.l., di cui è stata acquisita una quota del capitale pari al 30% nel corso dell'esercizio 2005, è valutata con il metodo del Patrimonio Netto a partire dal 30 giugno 2005. Si segnala che, come previsto dal principio IFRS 5, il risultato netto delle società Serenissima Gas S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l. e la valutazione della partecipazione Mestni Plinovodi d.o.o., detenuta dalla capogruppo, sono evidenziati alla voce "Risultato netto da attività non correnti destinate alla vendita".

1) Ricavi

I ricavi al 31 marzo 2006 risultano pari a 2.019 milioni di euro (607 milioni di euro al 31 marzo 2005). Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti di ricavo più significative.

Ricavi milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
1.1 Ricavi di vendita:		
– Vendite di energia elettrica	1.207	302
– Distribuzione, trasporto e misura di energia elettrica	73	36
– Vendita calore	42	15
– Vendita e distribuzione gas a clienti e ad altre imprese	529	175
– Vendita di combustibili	28	10
– Acqua a utenze civili	5	–
Totale ricavi di vendita	1.884	538
1.2 Ricavi per prestazioni di servizi:		
– Prestazioni per conto clienti e terzi	39	43
– Prestazioni di servizi all'Ente controllante	5	6
– Prestazioni di servizi a collegate	–	–
Totale ricavi per prestazioni di servizi	44	49
1.3 Ricavi per commesse a lungo termine		
1.4 Altri ricavi operativi		
– Contributi di allacciamento	3	4
– Eccedenze fondi rischi	2	–
– Altri ricavi	44	11
– Proventi da coperture su derivati operativi	53	14
– Oneri da coperture su derivati operativi	(11)	(9)
Totale altri ricavi operativi	91	20
Totale ricavi	2.019	607

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

I ricavi di vendita ammontano a 1.884 milioni di euro (538 milioni di euro al 31 marzo 2005) e presentano un incremento pari a 1.346 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2005 dovuto principalmente al consolidamento del Gruppo Delmi per 1.202 milioni di euro. L'aumento, pari a 144 milioni di euro, dei ricavi di vendita del cosiddetto vecchio perimetro del Gruppo AEM, è attribuibile ai maggiori ricavi per vendite e distribuzione di energia elettrica, gas e calore, che hanno incorporato la dinamica dei prezzi delle materie prime energetiche sui mercati internazionali, che hanno compensato le minori vendite di combustibili ai soci industriali Edipower.

I ricavi per prestazioni di servizi per conto clienti e terzi risultano pari a 44 milioni di euro (49 milioni di euro al 31 marzo 2005) con un decremento pari a 5 milioni di euro derivante principalmente dalla diminuzione dei ricavi per prestazioni a clienti, in particolare della società AEM Calore & Servizi S.p.A., in parte compensato dal consolidamento del Gruppo Delmi per 9 milioni di euro.

Gli altri ricavi operativi ammontano a 91 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 marzo 2005) di cui 63 milioni di euro riferiti al consolidamento del Gruppo Delmi. In tale posta sono compresi ricavi per contributi di allacciamento, eccedenze di fondi rischi, altri ricavi che si riferiscono principalmente alla valorizzazione delle eccedenze di Certificati Verdi e diritti di emissione, nonché a sopravvenienze attive per differenze di stanziamenti di esercizi precedenti.

Sono inoltre comprese in tale posta i proventi/oneri da coperture su derivati operativi, di cui 39 milioni di euro relativi al consolidamento del Gruppo Delmi che si riferiscono principalmente ai contratti differenziali su *commodities* nonché ai contratti differenziali per le vendite di energia elettrica stipulati con l'Acquirente Unico, comprensivi del *fair value* al 31 marzo 2006.

2) Altri proventi operativi

Altri proventi operativi milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Altri proventi operativi	28	-
Totale altri proventi operativi	28	-

Gli altri proventi operativi ammontano a 28 milioni di euro e si riferiscono al consolidamento di altri proventi operativi del Gruppo Delmi relativi principalmente al recupero dei costi per prestazioni di servizi verso contitolari di ricerche di idrocarburi e ad altri proventi di carattere operativo.

3) Costi operativi

I costi operativi al 31 marzo 2006 risultano pari a 1.574 milioni di euro (388 milioni di euro al 31 marzo 2005). Di seguito si riporta il dettaglio delle principali componenti.

Costi operativi milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
3.1 Costi per materie prime e di consumo		
– Acquisti di energia e combustibili	1.151	276
– Variazione delle rimanenze di combustibili	40	26
– Acqua industriale demineralizzata	4	–
– Acquisti di materiali	21	7
– Variazione delle rimanenze di materiali	(3)	–
– Proventi da coperture su derivati operativi	(1)	(1)
– Oneri da coperture su derivati operativi	2	4
Totale costi per materie prime e di consumo	1.214	312
3.2 Costi per servizi		
– Oneri di vettoriamento e trasmissione	112	20
– Appalti e lavori	43	16
– Prestazioni di servizi	32	16
– Spese per servizi da collegate	3	2
Totale costi per servizi	190	54
3.3 Variazione nelle scorte di prodotti finiti e lavori i corso	63	(1)
3.4 Altri costi operativi		
– Costi di godimento di beni di terzi	9	2
– Costi di godimento di beni da controllante	1	1
– Imposte, tasse e canoni di derivazione d'acqua	25	8
– Altri oneri	42	11
– Oneri da coperture su derivati operativi	30	1
Totale altri costi operativi	107	23
Totale costi operativi	1.574	388

Le spese per acquisti di materie prime, materiali e merci ammontano a 1.214 milioni di euro (312 milioni di euro al 31 marzo 2005) e presentano un aumento pari a 902 milioni di euro rispetto al 31 marzo 2005. Tale incremento è da attribuirsi per 815 milioni di euro al consolidamento del Gruppo Delmi e per 87 milioni di euro ai maggiori costi per acquisti di combustibili per la produzione del vecchio perimetro AEM, dovuti sia alle maggiori quantità acquistate sia alla crescita dei costi unitari di acquisto, correlati alla dinamica dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali.

I costi per servizi risultano pari a 190 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 marzo 2005) con un incremento pari a 136 milioni di euro dovuto principalmen-

te al consolidamento del Gruppo Delmi per 132 milioni di euro mentre i costi delle altre società del Gruppo presentano un incremento pari a 4 milioni di euro.

Le variazioni di scorte di prodotti finiti e dei lavori in corso su ordinazione presentano al 31 marzo 2006 un saldo positivo di 63 milioni di euro (negativo per 1 milione di euro al 31 marzo 2005) relativi essenzialmente alla variazione delle scorte di prodotti e lavori in corso del Gruppo Delmi.

Gli altri costi operativi risultano al 31 marzo 2006 pari a 107 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 marzo 2005) di cui 83 milioni di euro relativi al consolidamento del Gruppo Delmi. Tale posta è composta da costi per godimento dei beni di terzi, imposte, tasse e canoni di derivazione d'acqua, altri oneri che si riferiscono principalmente all'acquisto di Certificati Verdi e sopravvenienze passive ed insussistenze attive. Sono inoltre comprese in tale posta gli oneri da coperture su derivati operativi relativi al Gruppo Delmi.

4) Costi per il personale

Al 31 marzo 2006 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 62 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 marzo 2005), di cui 25 milioni di euro relativi al Gruppo Delmi, come di seguito dettagliato:

Costi del personale milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Salari e stipendi	42	24
Oneri sociali	14	9
Trattamento di fine rapporto	3	2
Trattamento di quiescenza e simili		
Altri costi	3	2
Totale costi del personale	62	37

5) Risultato operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra delineate, il risultato operativo lordo consolidato al 31 marzo 2006 è pari a 411 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 marzo 2005).

6) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni al 31 marzo 2006 sono pari a 150 milioni di euro (40 milioni di euro al 31 marzo 2005) e risultano composti:

Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	18	1
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali di cui:	101	34
1. ammortamenti ordinari	88	31
2. ammortamenti opere devolvibili	13	3
Totale ammortamenti	119	35
Altre svalutazioni delle immobilizzazioni		
Svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	4	3
Accantonamenti per rischi	27	2
Totale ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	150	40

Tale posta presenta un incremento pari a 110 milioni di euro di cui 101 milioni di euro derivanti dal consolidamento del Gruppo Delmi, nonché dall'aumento degli accantonamenti per rischi principalmente relativi agli oneri derivanti dalla normativa in tema di emissioni di anidride carbonica.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali e materiali presentano un incremento pari a 84 milioni di euro, di cui 81 milioni di euro relativi al consolidamento del Gruppo Delmi, e per 3 milioni di euro ai maggiori ammortamenti delle immobilizzazioni materiali registrate nel periodo in esame.

Le svalutazioni presentano un incremento pari a 1 milione di euro dovuto principalmente al consolidamento del Gruppo Delmi.

Gli accantonamenti per rischi presentano un incremento pari a 25 milioni di euro, di cui 18 milioni di euro relativi al consolidamento del Gruppo Delmi. Tali maggiori accantonamenti si riferiscono principalmente agli oneri derivanti dagli effetti della normativa sulle emissioni di anidride carbonica.

7) Risultato operativo netto

Il risultato operativo netto risulta pari a 261 milioni di euro (142 milioni di euro al 31 marzo 2005).

Gestione finanziaria

La gestione finanziaria presenta un saldo negativo pari a 43 milioni di euro (negativo per 10 milioni di euro al 31 marzo 2005) di cui 39 milioni di euro relativi al consolidamento del Gruppo Delmi. Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti più significative.

Gestione finanziaria milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
8) Proventi e perdite per rivalutazioni di attività finanziarie disponibili per la vendita		
– Proventi per rivalutazioni di attività finanziarie	2	1
– Perdite per rivalutazioni di attività finanziarie	–	–
Totale proventi e perdite per rivalutazioni di attività finanziarie disponibili per la vendita	2	1
10) Altri proventi e perdite su derivati		
– Proventi su derivati finanziari	31	7
– Oneri su derivati finanziari	23	–
Totale altri proventi e perdite su derivati	8	7
12) Oneri finanziari		
– Interessi passivi sul conto corrente con Ente controllante (*)		
– Altri:	58	19
<i>Interessi su prestiti obbligazionari</i>	15	6
<i>Diversi</i>	43	13
Totale oneri finanziari	58	19
13) Proventi e perdite da attività finanziarie		
13.1) Proventi da dividendi		
13.2) Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività non correnti		
13.3) Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività correnti	6	1
13.4) Utili e Perdite su cambi	(1)	–
Totale proventi e perdite da attività finanziarie	5	1
Totale gestione finanziaria	(43)	(10)

(*) Valore inferiore al milione di euro.

I proventi e perdite per la rivalutazione di attività finanziarie presentano un saldo positivo pari a 2 milioni di euro (positivo per 1 milione di euro al 31 marzo 2005) dovuto alle rivalutazioni di partecipazioni del Gruppo Delmi.

Gli altri proventi e perdite su derivati presentano un saldo positivo pari a 8 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 marzo 2005) e risultano composti da proventi su

derivati, per 31 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 marzo 2005), che si riferiscono all'effetto positivo del *fair value* dei derivati sul rischio di tasso relativi al prestito obbligazionario e alle linee *revolving* di AEM S.p.A. e al consolidamento, pari a 12 milioni di euro dei proventi su derivati finanziari del Gruppo Delmi; in parte compensati da oneri su derivati, per 23 milioni di euro, che si riferiscono principalmente agli *equity swap* sottoscritti da Delmi S.p.A. relativi al rischio di oscillazione della quotazione delle azioni Edison S.p.A., nonché al consolidamento del Gruppo Delmi.

Gli oneri finanziari ammontano complessivamente a 58 milioni di euro (19 milioni di euro al 31 marzo 2005). L'incremento pari a 39 milioni di euro è dovuto al consolidamento del Gruppo Delmi per 34 milioni di euro ed a maggiori oneri, per 5 milioni di euro, in conseguenza dell'aumento dell'esposizione debitoria del Gruppo.

I proventi da attività finanziarie, al 31 marzo 2006, risultano complessivamente pari a 6 milioni di euro (1 milione di euro al 31 marzo 2005). L'incremento pari a 5 milioni di euro si riferisce principalmente al consolidamento del Gruppo Delmi, mentre gli altri proventi finanziari risultano sostanzialmente invariati. Tali proventi comprendono essenzialmente interessi sui depositi bancari e interessi su altri crediti. Le perdite su cambi sono pari a 1 milione di euro (nessun valore al 31 marzo 2005) e sono relative al consolidamento del Gruppo Delmi.

15) Quote dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il patrimonio netto delle partecipazioni

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il patrimonio netto delle partecipazioni	(1)	-

Al 31 marzo 2006 tale posta risulta negativa per 1 milione di euro ed è relativa alla valutazione, secondo il metodo del patrimonio netto, delle società collegate, del Gruppo Delmi e alla valutazione della partecipazione nella società Ecodeco S.r.l. non ancora acquisita al 31 marzo 2005.

16) Plusvalenze e minusvalenze derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Plusvalenze e minusvalenze derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali	-	(1)

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Al 31 marzo 2006 tale posta presenta un valore inferiore al milione di euro, mentre al 31 marzo 2005 risultava negativa per 1 milione di euro.

17) Altri proventi non operativi

Tale voce ammonta al 31 marzo 2006 a 6 milioni di euro (nessun valore al 31 marzo 2005) e si riferisce a proventi derivanti esclusivamente dal consolidamento del Gruppo Delmi e inerenti la definizione di contenziosi fiscali, per i quali l'accantonamento a fondo rischi è risultato maggiore rispetto al valore della transazione.

Si segnala che tale posta si riferisce a proventi non direttamente correlati alla gestione industriale o finanziaria del Gruppo.

18) Altri costi non operativi

Tale voce presenta al 31 marzo 2006 un valore negativo pari a 20 milioni di euro (nessun valore al 31 marzo 2005) e si riferisce all'integrazione di fondi rischi a fronte di alcuni contenziosi emersi nell'esercizio e derivanti esclusivamente dal consolidamento del Gruppo Delmi.

Si segnala che tale posta si riferisce a oneri non direttamente correlati alla gestione industriale o finanziaria del Gruppo.

20) Oneri e proventi per imposte sui redditi

Oneri e proventi per imposte sui redditi milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
Imposte correnti	82	33
Imposte anticipate	(4)	(5)
Imposte differite	(4)	18
Totale oneri e proventi per imposte sui redditi	74	46

Le imposte di competenza del trimestre, calcolate sulla base dei principi contabili vigenti e dei corretti criteri di consolidamento, sono così determinate:

- per 82 milioni di euro (33 milioni di euro al 31 marzo 2005), di cui 33 milioni di euro inerenti il consolidamento del Gruppo Delmi, relativi ad imposte correnti del periodo per IRES ed IRAP;
- per un valore negativo di 4 milioni di euro (negativo per 5 milioni di euro al 31 marzo 2005), derivante dal riversamento di imposte differite attive precedentemente stanziata, dalle società del cosiddetto vecchio perimetro AEM per 3 milioni di euro, rettificata dal consolidamento del Gruppo Delmi, negativo per 7

milioni di euro. Dette imposte sono state calcolate in relazione a differenze temporanee esistenti tra l'utile di bilancio e il reddito imponibile in capo ad ogni singola società del Gruppo;

- a rettifica delle imposte sopra descritte, le imposte differite passive presentano un saldo negativo per 4 milioni di euro (positivo per 18 milioni di euro al 31 marzo 2005), derivanti dalle imposte stanziare, a livello del cosiddetto vecchio perimetro AEM per 7 milioni di euro, a fronte degli accantonamenti effettuati extra-contabilmente in ossequio al disposto dell'art. 109 del DPR 917/86, mentre il consolidamento del Gruppo Delmi presenta un valore negativo per 11 milioni di euro attribuibile essenzialmente agli utilizzi correlati agli ammortamenti delle immobilizzazioni non fiscalmente riconosciuti a seguito dell'applicazione nel Gruppo Delmi del *fair value* in fase di transizione ai principi contabili internazionali IAS/IFRS.

22) Risultato netto da attività non correnti destinate alla vendita

Risulta negativo per 5 milioni di euro e si riferisce al risultato netto del trimestre delle attività non correnti destinate alla vendita ed in particolare alle società Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. rettificato dalla svalutazione della partecipazione, pari al 41,11%, in Mestni Plinovodi d.o.o., detenuta dalla capogruppo, che è stata valutata al *fair value* al netto dei costi di vendita. Al 31 marzo 2005 il risultato netto era positivo per 2 milioni di euro.

25) Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo

L'utile consolidato di Gruppo, al netto delle imposte e delle quote di risultato di competenza di terzi negative per 16 milioni di euro, risulta pari a 108 milioni di euro (87 milioni di euro al 31 marzo 2005).

Garanzie ed impegni con terzi

Cauzioni ricevute

L'entità delle cauzioni depositate dalle imprese appaltatrici e delle polizze fidejussorie a garanzia della corretta esecuzione dei lavori assegnati, nonché le fidejussioni rilasciate dagli istituti di credito a garanzia dei contratti relativi alla sottoscrizione di polizze di credito commerciale ammontano a 277 milioni di euro (201 milioni di euro nell'esercizio precedente).

Garanzie prestate e impegni con terzi

Sono pari a 297 milioni di euro (251 milioni di euro al 31 dicembre 2005) e sono relative ai depositi cauzionali costituiti a garanzia degli obblighi assunti nei confronti di terzi e a fidejussioni rilasciate.

Con riferimento alla partecipazione detenuta in Edipower S.p.A., si segnala che nell'ambito del rifinanziamento di Edipower, il Gruppo AEM si è impegnato nei confronti della collegata a versare somme a titolo di capitale e/o prestito subordinato a garanzia del buon esito del piano di *repowering* sia nel caso di eventuali aumenti nei costi degli investimenti e nei tempi di realizzazione, sia a garanzia della potenza, dell'efficienza e della *performance* delle centrali post piano di *repowering* (copertura dei *cost overrun*, *defects liability* e *underperformances*).

Inoltre, in relazione al contratto di *tolling* e di "*power purchasing agreement*", il Gruppo AEM è responsabile delle obbligazioni commerciali assunte dalla controllata Edison Trading e AEM Trading nei confronti di Edipower per i soli casi di inadempimento grave o di insolvenza (270 milioni di euro).

Si segnala inoltre che le azioni Edipower sono state date in pegno a un pool di banche a fronte di finanziamenti concessi.

In relazione alle garanzie personali prestate si segnala per 23 milioni di euro, l'impegno a versare capitale e/o prestito subordinato a fronte dei fabbisogni finanziari di Edipower connessi al piano di *repowering* (*Repowering Equity Contribution Agreement*).

Si segnala l'impegno sottoscritto a favore di Simest S.p.A., socio di minoranza di Mestni Plinovodi d.o.o., all'acquisto del 50% della quota attualmente detenuta da Simest S.p.A. (pari al 17,543%) alla data del 30 giugno 2009. Il prezzo di acquisto è irrevocabilmente convenuto tra le parti, nel maggiore tra l'importo del costo sostenuto dalla Simest S.p.A. per l'acquisizione della partecipazione (1,5 milioni di euro) e il valore patrimoniale netto della partecipata al 30 giugno 2009.

Si segnala che il diritto di acquisto (*call option*) della quota residua del capitale sociale di Ecodeco S.r.l., pari al 70%, è stato valutato pari a zero sulla base della stima del *fair value*.

Garanzie ed impegni con terzi del Gruppo Delmi

Garanzie personali prestate

Il valore delle garanzie personali indicato, pari a 763 milioni di euro, rappresenta l'ammontare potenziale dell'impegno non attualizzato alla data di bilancio. In particolare segnaliamo:

- per 303 milioni di euro, le garanzie rilasciate da Edison S.p.A. a committenti di Tecnimont S.p.A. (295 milioni di euro) e Protecma S.r.l. (11 milioni di euro) per contratti di fornitura sottoscritti;
- per 386 milioni di euro, le garanzie rilasciate da Edison S.p.A. a favore dell'Agenzia delle Entrate di Milano nell'interesse di società controllate per la compensazione del credito IVA, nonché di società controllate inerenti la cessione infragruppo di crediti d'imposta;
- per 74 milioni di euro fidejussioni rilasciate da Edison S.p.A. a favore di istituti di credito per Project Financing, finanziamenti e fidi concessi a società del Gruppo.

Garanzie reali prestate

Il valore delle garanzie reali indicato, pari a 779 milioni di euro, rappresenta il valore alla data di bilancio del bene o del diritto dato a garanzia. Comprendono garanzie reali per debiti iscritti in bilancio di Serene (49 milioni di euro) date in pegno a un pool di banche a fronte di finanziamenti concessi. A seguito del rifinanziamento di Serene è stata richiesta la cancellazione del pegno in essere.

Le ulteriori garanzie reali prestate per debiti iscritti in bilancio per 730 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente a ipoteche e privilegi iscritti su impianti termoelettrici a fronte di finanziamenti erogati, di cui 328 milioni di euro relativi a ipoteche su debiti in attesa di cancellazione.

Si segnala inoltre che il Gruppo ha stipulato contratti pluriennali con enti terzi per l'acquisto di gas naturale.

Altre informazioni

Azioni proprie

Come previsto dall'articolo 2428 del codice civile, si precisa che AEM S.p.A. possiede al 31 marzo 2006 n. 14.841.850 di azioni proprie, acquistate interamente nel corso dell'esercizio 2004. Le società controllate e le società collegate non possiedono al 31 marzo 2006 azioni della capogruppo AEM S.p.A., né hanno effettuato acquisti o cessioni di tali azioni nel corso del periodo. Il valore nominale unitario di tali azioni è pari a 0,52 euro.

La gestione dei rischi

La gestione del rischio di cambio, delle variazioni del prezzo delle *commodity*, delle variazioni dei tassi di interesse e del rischio di credito è effettuata da due Direzioni. L'*Energy Risk Management* alle dipendenze del Direttore Pianificazione e Controllo del Gruppo gestisce i fattori di rischio nel mercato energetico (il rischio di prezzo sulle *commodity*, il rischio di cambio relativo alle stesse e il rischio di credito), mentre la Direzione Finanza ed Amministrazione di Gruppo gestisce il rischio liquidità, il rischio di tasso, il rischio *equity*, se presente, e il rimanente rischio di cambio che risulta essere marginale rispetto a quello gestito dalla funzione *Energy Risk Management*.

1) I fattori di rischio nel mercato energetico: rischio di prezzo (*commodity*), rischio di cambio e rischio di credito

I risultati economici e finanziari della gestione caratteristica del Gruppo AEM sono esposti a una serie di rischi:

- il rischio prezzo è il rischio connesso alla variazione del valore di mercato di una *Commodity*. Esso consiste nei possibili effetti negativi che la variazione del prezzo di mercato di una o più *Commodity* può determinare sulle prospettive di reddito della società;
- il rischio volume è il rischio connesso alla riduzione del margine economico associato ad un'operazione di compravendita per effetto di una modifica quantitativa o qualitativa dei volumi sottostanti;
- il rischio controparte è il rischio connesso alla possibilità che i clienti di AEM non onorino a scadenza le proprie obbligazioni.

Nel gennaio 2005, il Gruppo AEM si è dotato di una propria "*Energy Risk Policy*", a seguito di formale approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione di AEM S.p.A.. La responsabilità in tema di controllo e di gestione dei limiti di rischio, definiti annualmente dal Consiglio di Amministrazione, è stata affidata alla

Commissione Rischi Energetici che, presieduta dall'Amministratore Delegato del Gruppo AEM, si avvale dell'unità denominata *Energy Risk Management*, costituita in AEM S.p.A. alle dipendenze del Direttore Pianificazione e Controllo del Gruppo. Obiettivo dell'unità di *Energy Risk Management* è il controllo dei profili di rischio e l'adozione operativa di misure volte al mantenimento degli stessi nei limiti consentiti dalla *Energy Risk Policy*.

Il Direttore Pianificazione e Controllo del Gruppo, nell'ambito della strategia di gestione del rischio approvata dalla Commissione Rischi Energetici, può imporre ogni azione necessaria al fine di mantenere il profilo di rischio del Gruppo AEM nell'ambito definito. Obiettivo prioritario dell'attività di *Energy Risk Management* è la protezione del primo margine consolidato soggetto al rischio derivante dall'andamento avverso dei prezzi sui mercati di riferimento. L'utilizzo di strumenti finanziari derivati su *Commodity* è consentito al solo fine di limitare il rischio di esposizione del Gruppo AEM all'andamento dei prezzi sui mercati delle materie prime, in coerenza con quanto stabilito dalla *Energy Risk Policy*.

Il Gruppo AEM opera ottimizzando il proprio portafoglio energia (acquisti e vendite gas e produzione/acquisto e vendita energia elettrica, coperture finanziarie rischio prezzo, ecc.) in base al profilo desiderato rischio/rendimento.

L'attività di copertura dal rischio prezzo con strumenti finanziari derivati è stata focalizzata alla protezione dall'elevata volatilità del prezzo dell'energia elettrica sul mercato di borsa (IPEX), alla stabilizzazione dei margini di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso, con una particolare attenzione alle vendite a prezzo fisso dell'energia e alla stabilizzazione delle differenze di prezzo (Vendite/Acquisti) derivanti dalle diverse indicizzazioni del prezzo del gas.

Sono stati conclusi contratti di copertura su *Commodity* e valute con i principali operatori nazionali e internazionali del settore, ai fini di proteggere il 100% del margine proveniente dalle vendite a prezzo fisso (prezzo non indicizzato a prodotti energetici e a valute) di gas ed elettricità e di proteggere una percentuale rilevante del margine proveniente dalle altre vendite, con l'obiettivo di riportare i limiti entro l'ambito stabilito dalla *Energy Risk Policy*. La valutazione a *fair value* di queste coperture del Gruppo AEM in essere al 31 marzo 2006 risulta positiva per 0,3 milioni di euro mentre il risultato realizzato nel 2006 è positivo per 0,8 milioni di euro. Il *fair value* dei punti a termine sulle coperture in valuta (tasso di cambio euro/dollaro) che non possono essere qualificati come operazione di copertura, alla data del 31 marzo 2006 è positivo e pari a 1,1 milioni di euro.

L'importo nozionale dei contratti di copertura ancora in essere al 31 marzo 2006 per *Commodity* e per copertura del rischio di variazione del cambio euro-dollaro è pari a 359 milioni di euro.

2) Il rischio di tasso, il rischio equity, il rischio di liquidità e il rischio di cambio residuale

Il rischio di cambio è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche per effetto di una variazione sfavorevole dei tassi di cambio.

Il rischio di tasso è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole dei tassi di interesse.

Il rischio *equity* è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole del prezzo delle azioni.

Al fine di contenere il rischio di liquidità, ossia il rischio di dover far fronte ad esborzi improvvisi di cassa senza avere adeguate risorse finanziarie, la società ha stipulato contratti di linee di credito bancarie *revolving committed* (a breve-medio termine) per un importo pari a 2.450 milioni di euro. L'importo garantisce alla società fondi sufficienti per far fronte alle eventuali esigenze finanziarie che dovessero manifestarsi nei prossimi anni.

Il rischio di tasso è legato ai finanziamenti a medio e lungo termine ed ha un impatto differente a seconda che il finanziamento sia stipulato a tasso fisso o variabile. Infatti, se il finanziamento è a tasso variabile il rischio di tasso è sul *cash flow*; se il finanziamento è a tasso fisso il rischio di tasso è sul *fair value* (es. se i tassi di mercato aumentano in misura tale da superare il tasso pagato sulle obbligazioni, queste subiranno un deprezzamento). Sussiste infatti una correlazione inversa tra prezzo e rendimento del finanziamento a scadenza.

È compito della Direzione Finanza e Amministrazione di Gruppo individuare e proporre idonee strategie volte a contenere i rischi anzidetti.

Al 31 marzo 2006 la struttura dei finanziamenti a medio e lungo termine del Gruppo AEM, prima del consolidamento del Gruppo Delmi, era la seguente:

- il 28% era rappresentato da finanziamenti a tasso variabile;
- l'1% era rappresentato da finanziamenti a tasso fisso;
- il 71% dei finanziamenti era coperto, ancorché tale copertura non soddisfaceva pienamente il test di efficacia richiesto dai principi contabili internazionali per poter applicare *l'hedge accounting*.

I finanziamenti oggetto di copertura erano così costituiti:

- prestito obbligazionario pari a 500 milioni di euro con cedola fissa al 4,875%;
- finanziamento della Cassa Depositi e Prestiti, debito residuo al 31 marzo 2006 pari a 318 milioni di euro, a tasso variabile (media dell'*euribor* a sei mesi rilevato nel mese di novembre e di maggio);
- 600 milioni di euro di linee *revolving*, a tasso variabile (*euribor* a sei mesi).

La politica di copertura adottata dal Gruppo è volta a minimizzare eventuali perdite connesse alla fluttuazione dei tassi di interesse in caso di tasso variabile e di minimizzare il maggiore costo del tasso fisso rispetto a quello variabile (il cosiddetto "negative carry").

Tale politica, infatti, consente di trasformare il tasso fisso, l'euribor e la media dell'euribor, in un tasso variabile all'interno di un collar, talvolta con barriera, in modo da limitare:

- le fluttuazioni del tasso entro limiti ben definiti, in caso di tasso variabile;
- il negative carry rispetto all'euribor (variabile), in caso di tasso fisso.

Questa politica è stata applicata sia al prestito obbligazionario, sia al finanziamento della Cassa Depositi e Prestiti che alle linee di credito revolving committed.

Per quanto riguarda il rischio di cambio degli acquisti e delle vendite diversi da quelli relativi alle commodity, il Gruppo AEM non ritiene necessario attivare delle coperture specifiche in quanto si tratta di importi modesti, i cui incassi e i cui pagamenti avvengono con scadenza ravvicinata e l'eventuale sbilancio viene immediatamente compensato attraverso una vendita o un acquisto di divisa estera.

Derivati

Su tassi di interesse

Con riferimento all'emissione obbligazionaria di 500 milioni di euro, avente scadenza ottobre 2013, si segnala che AEM S.p.A. ha adottato idonee strategie finanziarie volte a trasformare il tasso fisso (al netto dello spread di emissione) in un tasso variabile con base Euribor 6 mesi, il cui valore è vincolato all'interno di un collar con barriera. Al 31 marzo 2006, la valutazione a fair value del derivato è positiva per 20,4 milioni di euro.

Il fair value del prestito obbligazionario, applicando la metodologia del "Fair Value Option", al 31 marzo 2006, è pari a circa 515,0 milioni di euro.

Con riferimento al prestito concesso dalla Cassa Depositi e Prestiti, avente scadenza giugno 2013 si segnala che AEM S.p.A. ha adottato idonee strategie finanziarie volte a fissare il tasso variabile all'interno di un collar con barriera. Al 31 marzo 2006, la valutazione a fair value del derivato è positiva per 0,4 milioni di euro.

Con riferimento alle linee di credito revolving committed aventi scadenza nel 2012 si segnala che AEM S.p.A. ha adottato idonee strategie finanziarie volte a fissare il tasso variabile all'interno di un collar. Al 31 marzo 2006, la valutazione a fair value del derivato è positiva per 13,2 milioni di euro.

Su equity

Con riferimento alla partecipazione in AEM Torino S.p.A., si segnala che in data 13 maggio 2005 AEM S.p.A. ha concluso un'operazione di *Equity Swap* relativa a 6.890.000 azioni ordinarie finalizzata alla copertura del rischio di variazione dei prezzi di mercato delle azioni stesse. Al 31 marzo 2006, la valutazione a *fair value* del derivato (*cash flow hedge*) è negativa per 1,6 milioni di euro.

Il Gruppo AEM, tramite la sua controllata Delmi S.p.A. ha stipulato operazioni di *Equity Swap* su n. 164.428.890 azioni ordinarie Edison S.p.A..

Delmi S.p.A. ha inoltre stipulato un'operazione di *forward* flessibile con una controparte finanziaria la quale ha il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare azioni ordinarie Edison S.p.A. ad un prezzo di 1,71 euro per azione ordinaria fino ad un massimo di n. 16.241.500 azioni ordinarie Edison S.p.A. con scadenza 24 novembre 2008.

Con riferimento alle operazioni di *Equity Swap* sulle azioni ordinarie Edison S.p.A., si segnala che si tratta di operazioni non di copertura volte a cogliere eventuali plusvalenze derivanti dall'apprezzamento del valore delle azioni Edison S.p.A. quotate alla Borsa di Milano.

Inoltre Delmi S.p.A. riceverà dalle controparti somme pari ai dividendi eventualmente corrisposti da Edison S.p.A. relativi alle azioni sottostanti.

A fronte delle operazioni di *Equity Swap* le controparti riceveranno una remunerazione variabile commisurata anche sul periodo temporale dell'operazione e una remunerazione fissa.

Si segnala che al 31 marzo 2006, la valorizzazione delle operazioni di *Equity Swap* e di *Forward Flessibile* è negativa per 16,7 milioni di euro.

Derivati su commodity

Tutti i contratti sono stati stipulati con l'obiettivo di proteggere il Gruppo AEM dal rischio derivante dall'oscillazione dei prezzi di mercato di alcune materie prime.

Il *fair value* relativo alle coperture di flussi di cassa (*cash flow hedge*) ai sensi dello IAS 39, è stato classificato in base al sottostante dei contratti derivati. Le società del Gruppo hanno stipulato contratti differenziali a due vie, ossia contratti aggiudicati in data 14 e 15 novembre 2005 ad un'asta bandita dall'Acquirente Unico S.p.A., contiene inoltre i contratti per differenza con il G.R.T.N. S.p.A. assegnati in base al D.M. del 24 dicembre 2005 e contratti a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC) per l'anno 2006 assegnati da Terna S.p.A. a partire dal 10 gennaio 2006.

Tra i contratti non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39 sono compresi i Contratti Differenziali ad una via, aggiudicati in un'asta bandita dall'Acquirente

Unico nel dicembre 2004 e successivamente rinnovati, tali contratti sono contratti di copertura economica per il Gruppo AEM, ma le caratteristiche di tale strumento finanziario non consentono di configurarli come strumento di *hedge accounting* ai fini IAS/IFRS.

L'uso dei derivati finanziari è disciplinato dalla *Energy Risk Policy* del Gruppo AEM, ed è finalizzato a limitare il rischio di esposizione del Gruppo AEM all'andamento dei prezzi sui mercati delle materie prime di riferimento, sulla base di una strategia di gestione dei flussi di cassa (*cash flow hedge*).

La valutazione al *fair value*, in assenza di una curva *forward* di mercato, è stata effettuata sulla base di stime interne, usando modelli basati sulla *best practice* di settore.

Gestione e tipologia dei rischi del Gruppo Delmi/Gruppo Transalpina di Energia/Gruppo Edison

Il Gruppo Delmi è composto da Delmi S.p.A., da Transalpina di Energia S.r.l. e dal Gruppo Edison.

Si segnala che Delmi è esposta al rischio *equity* per effetto di operazioni di *Equity Swap* su n. 164.428.890 azioni ordinarie Edison S.p.A..

Si segnala che Transalpina di Energia S.r.l. è esposta al rischio di variazioni dei tassi di interesse per il quale ha posto in essere un'adeguata copertura per l'81% del totale del rischio tramite un'operazione di *interest rate swap*.

L'attività del Gruppo Edison è esposta a diverse tipologie di rischi includendo fra queste variazioni nei tassi d'interesse, cambi, prezzi e rischi di *cash flow*. Ai fini di minimizzare tali rischi il Gruppo usa pertanto strumenti derivati nell'ambito delle sue attività di "gestione del rischio" mentre non vengono generalmente utilizzati e detenuti strumenti derivati o simili per puro scopo di negoziazione.

Tutto è collocato nell'ambito di precise direttive specie di natura organizzativa che disciplinano l'attività di *Risk Management* del Gruppo Edison, a tal scopo sono state introdotte procedure atte a controllare tutte le operazioni effettuate su strumenti derivati. In tale ambito, tutte le operazioni di gestione dei rischi sono gestite a livello centrale, con talune eccezioni non significative che riguardano Edipower, che provvede autonomamente alla gestione dei rischi di natura essenzialmente finanziaria.

Rischio tassi d'interesse

La strategia del Gruppo è quella di avere un sostanziale equilibrio tra la componente fissa e quella variabile dei tassi di interesse, al fine di mitigare gli effetti alle variazioni dei livelli dei tassi di mercato.

L'esposizione al rischio di variazione dei tassi d'interesse al 31 marzo 2006 si può quantificare in circa il 44% dell'esposizione totale del Gruppo Edison pur in presenza di strutture di copertura che attualmente comportano l'applicazione di un tasso variabile.

Sono state coperte le posizioni più significative a medio/lungo termine e, principalmente, le emissioni obbligazionarie e alcuni finanziamenti di progetto e in particolare Edipower, dove la strategia di copertura ha privilegiato la riduzione della componente a rischio. Pertanto si è implementata una struttura di prodotti finanziari derivati all'interno di un corridoio di tassi tra il 3% e il 4,20% circa.

Rischio valutario

Fatta eccezione per quanto successivamente riportato nell'ambito del "rischio prezzo", il Gruppo non è particolarmente esposto al rischio di cambio e questo è peraltro concentrato sulla conversione dei bilanci di talune controllate estere, in quanto generalmente le società operative hanno una sostanziale convergenza tra le valute di fatturazione attiva e quelle di fatturazione passiva.

Rischio prezzo

Il Gruppo è esposto al rischio prezzo, ivi compreso il relativo rischio cambio, su tutte le *commodity* energetiche trattate, ossia energia elettrica, gas naturale, carbone, olio e prodotti di raffinazione, dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono delle oscillazioni dei prezzi di dette *commodity* energetiche direttamente ovvero attraverso formule e indicizzazioni.

Per quanto riguarda la gestione del rischio prezzo, la politica del Gruppo è orientata a minimizzare la necessità di fare ricorso ai mercati finanziari per coperture, mediante lo sfruttamento dell'integrazione verticale e orizzontale delle varie filiere di *business*.

A tal fine il Gruppo pianifica innanzitutto il bilanciamento fisico dei volumi delle proprie vendite di *commodity* energetiche fisiche sui mercati per le varie scadenze temporali, attraverso gli asset di produzione di proprietà e il portafoglio di contratti in essere, sia di medio/lungo periodo sia spot.

In secondo luogo il Gruppo persegue una politica di omogenizzazione fra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni a cui sono legati i ricavi derivanti dalle vendite di *commodity* energetiche riflettano per quanto possibile le formule e le indicizzazioni dei costi del Gruppo, ossia degli acquisti di *commodity* energetiche sui mercati e degli approvvigionamenti per i propri asset di produzione.

Per gestire il rischio residuo il Gruppo può fare ricorso a coperture strutturate sui mercati finanziari sulla base di una strategia di *cash flow hedging*. Le operazioni

di *hedging* possono avere come obiettivo quello di bloccare il margine su una singola transazione o su un insieme limitato di transazioni omogenee (*hedging operativo*), ovvero quello di protezione di un livello massimo di esposizione a rischio prezzo calcolato in maniera centralizzata sul portafoglio totale netto di Gruppo, di una intera entità legale del Gruppo o comunque di un insieme di asset fisici e contrattuali rilevanti per l'azienda nella sua interezza (*hedging strategico*). L'operatività in derivati finanziari di copertura viene esercitata nel rispetto di *policy* e procedure di gestione del rischio e col supporto di uno specifico sistema di *deal capture* aziendale.

Rischio credito

Rappresenta il rischio che una delle parti che sottoscrive un contratto che preveda un regolamento monetario differito nel tempo non adempia a una obbligazione di pagamento, provocando così all'altra parte una perdita finanziaria.

Tale rischio può discendere sia da fattori di natura più strettamente tecnico-commerciale o amministrativo-legale (contestazioni sulla natura/quantità della fornitura, sulla interpretazione di clausole contrattuali, sulle fatture a supporto, ecc.) come da fattori di natura tipicamente finanziaria, ovvero in sintesi il cosiddetto *credit standing* della controparte.

Per Edison, l'esposizione al rischio credito è principalmente legata alla attività commerciale di vendita sul mercato libero di energia elettrica e di gas naturale.

Al fine di controllare tale rischio, il Gruppo si è strutturato e – definite le Linee Guida sul Credit Management – ha implementato procedure e azioni per la valutazione della clientela (anche attraverso opportune griglie di *scoring*).

Infine, per quanto riguarda la scelta delle controparti per la gestione di risorse finanziarie temporaneamente in eccesso, il Gruppo ricorre solo a interlocutori di alto e sicuro profilo e di elevato *standing* internazionale.

Rischio liquidità

Prudente è la politica di gestione del rischio di liquidità, ovvero la strategia messa a punto per evitare che esborsi di cassa, magari imprevisti, possano rappresentare una criticità per il Gruppo. L'obiettivo minimo è di dotare in ogni momento la Società degli affidamenti *committed* necessari a rimborsare l'indebitamento in scadenza nei successivi dodici mesi.

Pertanto il fabbisogno finanziario del Gruppo è assicurato dalla provvista di lungo termine, raccolta per lo più attraverso il mercato obbligazionario (circa il 48% dell'indebitamento netto totale).

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

L'uso dei derivati finanziari nel Gruppo è finalizzato alla protezione degli asset fisici e contrattuali dalle oscillazioni dei prezzi dei fattori di rischio a cui il Gruppo è esposto, in particolare *commodity* energetiche (gas, olio e sottoprodotti, carbone e energia elettrica) e tasso di cambio euro/US\$, sulla base di una strategia di *cash flow hedge*.

Nella rappresentazione di bilancio per le operazioni di copertura si verifica la rispondenza ai requisiti di *compliance* con il principio IAS 39 ai fini dell'eventuale applicazione dell'*hedge accounting*. Per tutte le operazioni di copertura rispondenti ai requisiti di *compliance* con le *policy* e procedure di rischio interno e di efficacia in termini di *cash flow hedge*, i risultati maturati e il valore prospettico, calcolato secondo i criteri del *fair value*, sono stati ricompresi nel margine operativo lordo, mentre i differenziali su operazioni non definiti di copertura economica sono iscritti nei proventi e oneri finanziari. Per la valutazione del *fair value* dei derivati finanziari relativi a energia elettrica, in assenza di una curva *forward* di mercato, sono state effettuate stime interne utilizzando modelli basati sulla *best practice* di settore.

Analisi delle operazioni a termine e strumenti derivati

Strumenti in essere al 31 marzo 2006

A) Su tassi di interesse e su tassi di cambio

Nel seguito sono evidenziate le analisi quantitative che riportano, come grandezze, l'*outstanding* dei contratti derivati stipulati e non scaduti entro la data di bilancio, analizzato per scadenza.

milioni di euro	Valore nozionale scadenza entro un anno		Valore nozionale scadenza tra 1 e 5 anni	Valore nozionale scadenza oltre 5 anni
	Da ricevere	Da pagare		
Gestione del rischio su tassi di interesse				
- a copertura di flussi di cassa ai sensi IAS 39 (cash flow hedge)			738	508
- non definibili di copertura ai sensi IAS 39			3.616	1.256
Totale derivati su tassi di interesse			4.354	1.764
Gestione del rischio su tassi di cambio				
- definibili di copertura ai sensi IAS 39				
- su operazioni commerciali	-	-		
- su operazioni finanziarie	-	6		
- non definibili di copertura ai sensi IAS 39				
- su operazioni commerciali	151	17		
- su operazioni finanziarie	-	-		
Totale derivati su cambi	151	23		
Equity				
- definibili di copertura ai sensi IAS 39			13	-
- non definibili di copertura ai sensi IAS 39			281	-
Totale equity			294	-

B) Su commodity

Di seguito si riporta l'analisi dei contratti derivati su merci non ancora scaduti alla data di bilancio, posti in essere, al fine di gestire il rischio di oscillazione dei prezzi di mercato di alcune materie prime.

Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici	Unità di misura del valore nozionale	Valore nozionale scadenza entro un anno
A. A copertura di flussi di cassa (cash flow hedge)		
ai sensi IAS 39 di cui:		
- elettricità	ThW	11
- petrolio	bbl	110.000
- altre commodity	tonnellate	244.550
- cambio	Milioni di dollari	163
B. Definibili di copertura (fair value hedge)		
ai sensi IAS 39		
C. Non definibili di copertura ai sensi IAS 39 di cui:		
C.1 Copertura del margine		
- elettricità	ThW	2
- gas liquido, petrolio	bbl	1.068.229
- carbone	tonnellate	4.370
C.2 Operazioni di trading		
- elettricità	ThW	1
- gas liquido, petrolio	bbl	50.500
- altre commodity	tonnellate	6.200
- cambio (punti forward)	Milioni di dollari	163

Risultati patrimoniali ed economici dell'attività in derivati nel 2006

Nel seguito è evidenziata l'analisi dei risultati patrimoniali ed economici dell'esercizio, inerente la gestione dei derivati.

Dati patrimoniali

milioni di euro	
ATTIVITÀ:	
A) ATTIVITÀ NON CORRENTI	2
A6) Strumenti derivati non correnti	2
B) ATTIVITÀ CORRENTI	92
B2) Rimanenze	–
B4) Strumenti derivati correnti	92
TOTALE ATTIVO	94
E) PASSIVITÀ:	
E1) PASSIVITÀ NON CORRENTI	5
E1- 1) Passività finanziarie a medio-lungo termine	5
– Debiti verso banche	–
– Strumenti derivati	5
E2) PASSIVITÀ CORRENTI	43
E2- 3) Passività finanziarie a breve termine	43
– Debiti verso banche	3
– Strumenti derivati	40
TOTALE PASSIVO	48

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Dati economici

milioni di euro	Realizzati	Variazione Fair Value del periodo	Valori iscritti a Conto Economico
1) RICAVI E ALTRI RICAVI OPERATIVI			
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici			
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	37	-	37
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	3	2	5
Totale (1)	40	2	42
3) COSTI OPERATIVI			
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici			
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(28)	(1)	(29)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(2)	0	(2)
Totale (3)	(30)	(1)	(31)
TOTALE ISCRITTO NEL RISULTATO OPERATIVO LORDO	10	1	11
10) ALTRI PROVENTI (PERDITE) SU DERIVATI			
Gestione del rischio prezzo di prodotti energetici			
- Proventi su operazioni di trading	-	-	-
- Oneri su operazioni di trading	-	-	-
Margine della gestione sul trading su commodity	-	-	-
Gestione del rischio su tassi di interesse e equity di cui:			
A. Proventi finanziari			
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	31	31
Totale proventi finanziari (A)	-	31	31
B. Oneri finanziari			
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	(1)	(1)
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	(9)	(13)	(22)
Totale oneri finanziari (B)	(9)	(14)	(23)
Margine della gestione su tassi di interesse e equity (A + B)	(9)	17	8
13) PROVENTI (PERDITE) DA ATTIVITÀ FINANZIARIE			
Gestione del rischio su tassi di cambio di cui:			
A. Utili su cambi			
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-
Totale utili su cambi (A)	-	-	-
B. Perdite su cambi			
- definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	-	-
- non definibili di copertura ai sensi dello IAS 39	-	(1)	(1)
Totale perdite su cambi (B)	-	(1)	(1)
Margine della gestione operazioni su tassi di cambio (A + B)	-	(1)	(1)
TOTALE ISCRITTO NELLA GESTIONE FINANZIARIA	(9)	16	7

Debiti bancari e verso altri finanziatori

Di seguito vengono riportati tutti i dati dei debiti bancari e verso altri finanziatori:

milioni di euro	Saldo contabile 31.03.2006	Quote con scadenza entro i 12 mesi	Quote con scadenza oltre i 12 mesi	Quota scadente nel				
				31.03.2008	31.03.2009	31.03.2010	31.03.2011	Oltre
Obbligazioni	2.008		2.008	753	–	99	385	771
Finanziamenti non bancari	453	118	335	53	71	47	43	121
Finanziamenti bancari	3.557	1.056	2.501	530	996	56	49	870
Totale	6.018	1.174	4.844	1.336	1.067	202	477	1.762

Covenants

Debito bancario di AEM S.p.A. da 150 milioni di euro a tasso variabile con scadenza agosto 2006

Covenant - La Società AEM S.p.A. si impegna affinché le proprie condizioni finanziarie e quelle delle società del Gruppo siano tali che il rapporto tra Indebitamento Finanziario Netto e il Margine Operativo Lordo sia inferiore a 6,5 e che il livello di rating attribuito alla società da Standards & Poor's sia mantenuto uguale o superiore a BBB-.

Il finanziamento scadrà ad agosto 2006.

Debito bancario di AEM S.p.A. da 100 milioni di euro a tasso variabile con scadenza settembre 2012 e Debito bancario di AEM S.p.A da 85 milioni di euro a tasso variabile con scadenza giugno 2018

È prevista una clausola di Credit Rating del debito a medio e lungo termine non subordinato e non garantito della società, in particolare vi è l'impegno della società a mantenere per tutta la durata del finanziamento un Rating "investment grade".

Nel caso in cui tale impegno non venga rispettato sono previsti *covenants* patrimoniali, economici e finanziari legati al rapporto tra Indebitamento ed Equity, Indebitamento e MOL, tra MOL ed Oneri Finanziari. Questi *covenants* saranno rilevati dalla società ogni dodici mesi con riferimento al bilancio consolidato.

Linee di credito revolving committed

Si evidenzia che AEM S.p.A. ha stipulato con diversi istituti finanziari alcune linee di credito *committed* per un controvalore di 2.450 milioni di euro.

Queste linee non sono soggette ad alcun *covenants* e neppure al mantenimento di uno specifico livello di *rating*.

Debiti del Gruppo Delmi

Per quanto concerne il debito consolidato del Gruppo Delmi, si segnala che il debito bancario di Transalpina di Energia S.r.l. non è soggetto a *covenants* finanziari.

Relativamente al Gruppo Edison, va segnalato che eventuali peggioramenti nel rating o il suo venire meno, non fanno scattare alcun obbligo automatico di rimborso. Questo vale sia per i prestiti obbligazionari, sia per l'indebitamento bancario. Quanto agli obblighi di rispettare livelli minimi/massimi di certi indici finanziari (*financial covenants*), essi non sono previsti in nessuna emissione obbligazionaria, mentre, per la quota di debito bancario pertinente ad Edison ed alle sue controllate la parte interessata è pari a circa 300 milioni di euro. Le tipologie di rapporti di bilancio che vengono presi in considerazione si riferiscono al margine operativo lordo, in relazione all'indebitamento netto ed agli oneri finanziari.

Debito Edipower

Con specifico riferimento al finanziamento di Edipower S.p.A. pari a 2.300 milioni di euro, a tasso variabile e con scadenza settembre 2008, laddove Edison S.p.A. o AEM S.p.A. perdessero il *rating* minimo associato all'*investment grade* non sorgerebbe alcun obbligo di rimborso anticipato per Edipower S.p.A.. Edison e AEM avrebbero l'unico vincolo di sottoporsi al rispetto di dati *financial covenants*. In caso di violazione di tali *financial covenants*, dopo un periodo di osservazione, Edison e AEM dovrebbero versare quanto da loro garantito, ai sensi del *Completion Equity Contribution Agreement* e del *Repowering Equity Contribution Agreement*. I *financial covenants* di Edipower si riferiscono ai rapporti tra margine operativo lordo e oneri finanziari, tra indebitamento finanziario netto e margine operativo lordo nonché a un livello minimo di margine operativo lordo.

Nel marzo 2006 Edipower S.p.A. ha fatto richiesta al pool di finanziatori per alcune deroghe ad alcuni limiti contrattuali diversi dai *financial covenants*. È a tutt'oggi in attesa di una risposta positiva.

Concessioni

La seguente tabella riporta le principali concessioni ottenute dal Gruppo AEM:

Concessione	Autorità	Scadenza
Autorizzazione rilasciata con certificato provvisorio n. 1404 del 5.8.1986 per l'impianto idroelettrico del Braulio	Ministero dei lavori pubblici	28.07.2013
Concessione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1449 del 8.4.1959 esteso ai sensi del D.Lgs. 79/1999 ("Decreto Bersani") per l'impianto idroelettrico di San Giacomo (Diga di San Giacomo)	Ministero dei lavori pubblici	31.12.2010
Concessione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 352 del 22.1.1957 per l'impianto idroelettrico di Premadio 1°	Ministero dei lavori pubblici	28.07.2013
Concessione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1971 del 8.6.1962 per l'impianto idroelettrico di Premadio 2°	Ministero dei lavori pubblici	31.12.2043
Concessione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1332 del 17.7.1964 per l'impianto idroelettrico di Grosio	Ministero dei lavori pubblici	15.11.2016
Concessione rilasciata con Decreto n. 2758 del 21.10.1948 esteso ai sensi del D.Lgs. 79/1999 ("Decreto Bersani") per l'impianto idroelettrico di Lovero	Ministero dei lavori pubblici	31.12.2010
Concessione rilasciata con Decreto n. 4023 del 24.9.1940 esteso ai sensi del D.Lgs. 79/1999 ("Decreto Bersani") per l'impianto idroelettrico di Stazzona	Ministero dei lavori pubblici	31.12.2010
Concessione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 3255 del 23.6.1958 esteso ai sensi del D.Lgs. 79/1999 ("Decreto Bersani") per l'impianto idroelettrico di Fraele	Ministero dei lavori pubblici	31.12.2010
Autorizzazione rilasciata con certificato provvisorio n. 2597 del 16.11.1982 esteso ai sensi del D.Lgs. 79/1999 ("Decreto Bersani") per l'impianto idroelettrico di Grosotto	Ministero dei lavori pubblici	31.12.2010
Concessione rilasciata con Delibera del consiglio regionale n. 25068 del 18.1.1997 per l'impianto idroelettrico di Boscaccia	Consiglio regionale	31.01.2007
Convenzione di concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica stipulata il 2 maggio 2001 tra il Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato e la società AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.A. (AEM Elettricità S.p.A.) nei Comuni di Milano e Rozzano	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato	31.12.2030
Convenzione per l'affidamento della gestione dei servizi pubblici a rete gas e teleriscaldamento stipulata il 3.12.1996 tra il Comune di Milano e AEM S.p.A., attualmente in capo ad AEM Gas S.p.A.	Comune di Milano	Coincidente con la durata della Società (*)

(*) Ai sensi del Decreto Marzano e, come chiarito dalla Nota del Ministero delle Attività Produttive del 10 novembre 2004 "Chiarimenti in materia di affidamenti e concessioni di distribuzione di gas naturale di cui all'art.15 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, come modificato dall'art. 1, comma 69, della legge 23 agosto 2004, n. 239", la scadenza della concessione relativa al servizio di distribuzione gas è anticipata al 31 dicembre 2011.

AEM Gas S.p.A. e Serenissima Gas S.p.A. sono inoltre titolari di concessioni/convenzioni per la gestione del servizio di distribuzione gas e calore in diversi Comuni del Nord Italia. AEM S.p.A. è titolare della concessione per lo svolgimento del servizio di gestione della rete di illuminazione pubblica e semaforica nel Comune di Milano, mentre AEM Elettricità S.p.A. ne è titolare in alcuni Comuni limitrofi.

Si riporta nel seguito l'informativa inerente alle concessioni detenute dal Gruppo Delmi/Gruppo Edison:

	Numero	Vita residua	
		Da	A
Concessioni di Stoccaggio	2	9	19
Concessioni Idroelettriche	70	3	26
Concessioni di Distribuzione	56	2	14
Concessioni di Idrocarburi	76	<i>"unit of production" (*)</i>	

(*) Ammortamento è calcolato in funzione della quota estratta in relazione alle riserve disponibili.

Procedura di infrazione comunitaria

In data 5 giugno 2002 la Commissione europea ha emanato una decisione con la quale ha dichiarato l'incompatibilità con il diritto comunitario dell'esenzione triennale dall'imposta sul reddito disposta dall'art. 3, comma 70 della L. 549/95, e dell'art. 66, comma 14 del D.L. 331/1993, convertito con L. 427/93, e dei vantaggi derivanti dai prestiti concessi ai sensi dell'art. 9 bis del D.L. 318/1986, convertito in L. 488/96, a favore di società per azioni a partecipazione pubblica maggioritaria istituite ai sensi della L. 142/90, in quanto ritenuti aiuti di Stato vietati dall'art. 87.1 del Trattato CE.

Invece, la Commissione non ha ritenuto che costituisca una misura di aiuto statale l'esenzione dalle imposte sui conferimenti di cui all'art. 3, comma 69 della L. 549/95. Tale decisione è stata notificata il 7 giugno 2002 allo Stato italiano, che l'ha impugnata davanti alla Corte di giustizia.

In data successiva, la decisione è stata comunicata dalla Commissione ad AEM S.p.A., che l'ha impugnata davanti al Tribunale di primo grado delle Comunità europee il 30 settembre 2002, ai sensi dell'art. 230, quarto comma del Trattato CE. Ulteriori impugnazioni sono state proposte contro la stessa decisione da parte di altre S.p.A. a prevalente capitale pubblico e da Confservizi.

Nel procedimento promosso da AEM S.p.A. la Commissione ha depositato il 6 gennaio 2003 un'eccezione di irricevibilità del ricorso, alla quale AEM S.p.A. ha risposto nei termini previsti. Il tribunale ha disposto la riunione dell'eccezione di irricevibilità al merito con ordinanza del 5 agosto 2005.

Nel mese di febbraio lo Stato italiano ha chiesto alla Corte di giustizia di sospendere il procedimento pendente davanti alla stessa Corte per permettere la prosecuzione di quello pendente davanti al Tribunale di primo grado al quale partecipano le principali beneficiarie dell'aiuto. La sospensione è stata disposta dalla

Corte in data 8 giugno 2005. Il 15 marzo 2006 AEM S.p.A. ha depositato una memoria di replica nel giudizio pendente davanti al Tribunale di primo grado.

Lo Stato italiano non ha chiesto alla Corte di giustizia la sospensione dell'esecuzione della Decisione della Commissione del giugno 2002 per non pregiudicare, in caso di diniego, la soluzione del merito. È raro, infatti, che la Corte la conceda, soprattutto in materia di aiuti statali.

La Decisione, pertanto, è pienamente efficace e vincolante nei confronti dello Stato italiano, che è obbligato a recuperare gli aiuti concessi.

La Decisione della Commissione non ha invece alcun effetto per il privato, né produce alcun effetto la proposizione del ricorso al Tribunale di primo grado contro di essa. Lo Stato italiano, pur continuando a coltivare le azioni volte all'annullamento della decisione comunitaria, sollecitato in questo senso dalla Commissione stessa, ha comunque dovuto attivare la procedura di recupero predisponendo un questionario per effettuare il censimento delle S.p.A. a prevalente capitale pubblico che hanno beneficiato della citata esenzione dall'imposta sul reddito e dei prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti per gli anni considerati. AEM S.p.A. ha ricevuto dal Comune di Milano una richiesta di informazioni in data 14 giugno 2005 e ha provveduto alla raccolta dei dati rilevanti. Si precisa peraltro che tali richieste costituiscono un atto ricognitivo non vincolante, volto appunto alla raccolta di dati rilevanti.

Le iniziative di recupero dello Stato italiano sono proseguite con la predisposizione di un emendamento alla legge comunitaria, approvato nel mese di marzo 2005 dalla Camera e definitivamente approvato dal Senato in data 13 aprile 2006 (art. 27, L. 18 aprile 2006, n. 62). Il provvedimento prevede procedure articolate di recupero basate sulle ordinarie regole fiscali e tendenti ad adeguare l'eventuale recupero alla effettiva sussistenza di aiuti recuperabili (ciò in considerazione della specificità delle singole posizioni, avuto anche riguardo alla sussistenza di cause di definizione del rapporto fiscale). In particolare, tale provvedimento prevede alcuni adempimenti dichiarativi da parte del contribuente e presuppone alcuni atti ufficiali volti a specificare le modalità applicative e le *linee guida* per una corretta valutazione dei casi di non applicazione. La citata disposizione è stata modificata e meglio precisata quanto al contenuto delle emanande *linee guida* con il disposto dell'art. 1, comma 133, Legge 23 marzo 2006, n. 266 (L. Finanziaria per il 2006). AEM S.p.A. ha puntualmente osservato gli adempimenti, posti a carico delle società ex municipalizzate, previsti dalla citata normativa di recupero e dalle relative disposizioni attuative.

Per completezza, si rappresenta che in data 27 ottobre 2005 l'Agenzia delle Entrate ha effettuato un accesso presso la sede di AEM S.p.A. al fine di acquisire la documentazione contabile necessaria per il riscontro della correttezza dei dati indicati nelle dichiarazioni presentate ai sensi dell'art. 27, L. n. 62, citata.

Si è trattato di un accesso mirato unicamente all'accertamento e la conseguente liquidazione definitiva delle eventuali imposte da restituire. AEM S.p.A. ha depositato ai verificatori un'ampia memoria nella quale risultano esposti i criteri di redazione delle dichiarazioni. Si precisa comunque che, in base al disposto del citato art. 27, quinto comma, come modificato dalla Legge finanziaria 2006, alla determinazione ed all'eventuale recupero degli aiuti provvederà – ove risulti l'obbligo di restituzione – il Ministero dell'Interno entro e non oltre sei mesi dalla emanazione delle *linee guida*.

Qualora tutti gli strumenti di tutela giurisdizionale, dovessero avere esito negativo, è ragionevole ritenere – come risulta anche dai criteri per la redazione delle *linee guida* previsti nella citata normativa – che l'azione di recupero del Governo italiano possa concretizzarsi in una revoca dei benefici concessi in modo differenziato per i diversi settori dei servizi pubblici, in relazione all'effettivo grado di apertura alla concorrenza nel periodo di efficacia delle misure contestate e, quindi, di eventuale distorsione della stessa.

A tal proposito, il ricorso di AEM S.p.A. evidenzia come la Società abbia operato, nel periodo 1996-1999 oggetto dell'esame dalla Commissione, in settori non aperti alla concorrenza come il settore elettrico e quello del gas per il quale, tra l'altro, AEM S.p.A. non ha partecipato ad alcuna gara per l'affidamento del servizio.

Alla luce dello stato di incertezza circa l'esito dei ricorsi avviati dallo Stato italiano e da AEM S.p.A. nonché delle modalità di un'eventuale applicazione delle Decisioni adottate dalla Commissione, la Società ritiene possibile, ma non probabile, il rischio di recupero degli aiuti concessi a seguito dell'eventuale esito negativo dell'intera procedura: conseguentemente, il bilancio non riflette alcuno stanziamento a tale titolo.

Le stesse condizioni di incertezza non consentono ad oggi, di disporre di elementi oggettivi tali da addivenire ad una stima sufficientemente ragionevole degli oneri che potrebbero ricadere su AEM S.p.A. in conseguenza della citata Decisione.

A mero titolo indicativo viene dettagliato nel prospetto seguente l'utile netto emergente dai bilanci di AEM S.p.A., approvati dall'assemblea dei soci per gli anni interessati dalla citata Decisione della Commissione Europea:

	1996	1997	1998	1999
Milioni di euro	14	93	115	1.027

L'utile netto dell'anno 1999 è comprensivo della plusvalenza, pari a 935 milioni di euro, derivante dall'operazione di conferimento alle società controllate AEM Trasmissione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A. ed AEM Gas S.p.A. dei rami d'azienda

relativi alla trasmissione di energia elettrica, alla distribuzione e vendita di energia elettrica e alla distribuzione e vendita di gas naturale e calore.

Tali conferimenti furono decisi da AEM S.p.A. in ottemperanza di precisi obblighi disposti dal D.Lgs. n. 79/99 di recepimento della direttiva UE sul mercato unico dell'energia elettrica e nel quadro della allora prevista liberalizzazione del settore del gas naturale.

In coerenza con il beneficio legato alla "moratoria fiscale", per i citati periodi di imposta AEM S.p.A. non è stata a suo tempo chiamata a presentare le relative dichiarazioni dei redditi.

Si consideri che la gran parte degli utili distribuiti da AEM S.p.A. in regime di moratoria fiscale ha visto quale beneficiario il Comune di Milano soggetto appartenente alla Pubblica Amministrazione.

Nessun finanziamento agevolato è stato concesso dalla Cassa Depositi e Prestiti ad AEM S.p.A. ai sensi delle leggi citate nel periodo considerato dalla Commissione.

Altri impegni e rischi Gruppo Delmi

Segnaliamo inoltre i seguenti impegni e rischi relativi al consolidamento del Gruppo Delmi principalmente relativi al Gruppo Edison:

- nell'ambito degli idrocarburi, e in particolare dei contratti di importazione di gas naturale, sono contenute, come d'uso in operazioni di tale entità e durata, clausole di *take or pay*, ovvero clausole che prevedono l'obbligo per il compratore di pagare il quantitativo non ritirato rispetto a una soglia prefissata qualora i mancati prelievi siano dovuti a cause non previste nel contratto, fatta salva la possibilità nel corso del periodo contrattuale di recuperare a certe condizioni il volume già parzialmente pagato ma non prelevato. I contratti già operativi riguardano le importazioni dalla Russia, dalla Libia e dalla Norvegia per una fornitura complessiva a regime di 7,4 miliardi di mc/anno. È stato inoltre firmato un contratto di importazione dal Qatar il cui inizio delle consegne è subordinato al completamento del terminale GNL nel Nord Adriatico attualmente in costruzione e la cui entrata in esercizio è prevista per la fine del 2007. I volumi di tale contratto saranno a regime pari a 6,6 miliardi di mc/anno di gas. Il pagamento di *take or pay* avviene a un prezzo proporzionato rispetto a quello di fornitura che è indicizzato alle condizioni correnti del mercato. Tali contratti hanno una durata compresa tra i 10 e i 25 anni e consentiranno il raggiungimento, per il periodo in cui tutti i contratti saranno a regime, di una fornitura di 14 miliardi di metri cubi annui di gas naturale;
- nella filiera energia elettrica, in relazione al contratto di finanziamento di cui hanno beneficiato le società Parco Eolico San Giorgio e Parco Eolico Foiano, oltre al privilegio speciale relativo a impianti e opere esistenti, vi sono altri impe-

gni che riguardano la cessione di crediti di qualsiasi natura, in essere e futuri, derivanti dai contratti, a favore dell'Agente che agisce quale mandatario delle banche cessionarie; privilegio speciale, a favore delle banche finanziatrici sui beni futuri di qualsiasi natura che entreranno a far parte del patrimonio delle società, nonché dei crediti derivanti dalla vendita di detti beni. A garanzia dei finanziamenti posti in essere da Termica Milazzo e Termica Celano esiste sulle azioni detenute da Edison una clausola di "negative pledge" nonché, per Termica Celano una promessa di pegno a favore della banca finanziatrice al verificarsi di determinate condizioni contrattuali. Termica Celano ha concesso alle banche finanziatrici privilegio speciale sui beni mobili costituenti l'impianto della centrale di cogenerazione, mentre Termica Milazzo ha concesso alle banche finanziatrici privilegio immobiliare e privilegio speciale sull'intero complesso aziendale di sua proprietà;

- nell'ambito degli accordi che legano i partecipanti al Patto di Sindacato di Blocco e Consultazione di RCS MediaGroup, nel caso in cui sia promossa un'offerta pubblica di acquisto, il Partecipante che si sia avvalso della facoltà di recesso, sarà obbligato a vendere le azioni syndacate agli altri partecipanti. Gli acquirenti hanno il diritto, ma non l'obbligo di acquistare le azioni in proporzione alla percentuale di azioni apportate al Patto;
- nel contratto di sottoscrizione delle azioni di Utilità S.p.A. è prevista per Edison una opzione di acquisto di un ulteriore 16% del capitale sociale o di vendita pari all'intera partecipazione detenuta. Tali opzioni possono essere esercitate entro e non oltre il 31 luglio 2007. Il valore dell'opzione di acquisto è pari al prezzo di sottoscrizione delle azioni maggiorato di un importo corrispondente agli interessi legali maturati fra la data di sottoscrizione delle azioni e l'esercizio delle opzioni, mentre il valore dell'opzione di vendita è dato dal patrimonio netto contabile di competenza dedotte le riserve esistenti alla data del 28 settembre 2005;
- inoltre, riguardo al contratto di cessione di Edison LNG, ora Terminale GNL Adriatico S.r.l., avvenuta nel maggio del corrente esercizio, gli accordi prevedono:
 - per tutti i soci: l'obbligo di non trasferire la propria quota fino al decorrere di 36 mesi dall'inizio dell'esercizio del terminale, ma in ogni caso non oltre il 1° luglio 2011 (clausola di *lock up*);
 - a favore di Edison: il diritto di acquistare la quota del 90% oppure di vendere la propria quota del 10% al verificarsi di alcuni eventi riconducibili a responsabilità dei due soci di maggioranza che possano impedire la realizzazione del terminale (clausola di *put & call*);
 - a favore dei due soci di maggioranza: il diritto di acquistare la quota del 10% di proprietà di Edison nel caso in cui il contratto di fornitura di gas con RasGas venga risolto per causa imputabile a Edison (clausola di *call*);

- un prezzo, per la cessione delle quote in caso di esercizio delle opzioni di *put* e di *call*, determinato sulla base del valore del patrimonio netto al momento dell'esercizio;
- l'impegno, da parte dei soci a dotare pro-quota la società delle adeguate risorse finanziarie per la costruzione del terminale;
- si segnala infine che, ultimato il terminale di rigassificazione del Nord Adriatico, Edison, pur avendo il 10% dell'infrastrutture, ne diverrà il principale utilizzatore avendo a disposizione circa l'80% della capacità di rigassificazione complessiva per 25 anni.

Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso del Gruppo Delmi

A tal riguardo, in merito alle variazioni delle principali vertenze giudiziarie rispetto al 31 dicembre 2005, relative ad eventi riferibili al passato in relazione ai quali sono probabili esborsi monetari di importo ragionevolmente stimabile per obbligazioni esistenti alla data di bilancio e per le quali pertanto sono stati accantonati fondi rischi, sulle base delle informazioni disponibili si segnala che non risultano essersi verificati eventi o variazioni di rilievo rispetto alla situazione rappresentata nel bilancio al 31 dicembre 2005.

In merito ai principali contenziosi fiscali si segnala che non ci sono stati particolari sviluppi nel corso dei primi 3 mesi dell'esercizio 2006.

Rapporti con le parti correlate

Devono ritenersi "parti correlate" quelle indicate dal principio contabile internazionale concernente l'informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate (IAS n. 24), adottato secondo la procedura di cui all'articolo 6 del regolamento (CE) n. 1606/2002 e quindi, in particolare, nel caso di AEM S.p.A., le seguenti:

Rapporti con l'ente controllante e con le imprese controllate da quest'ultimo

Il Comune di Milano è l'ente controllante di AEM S.p.A.. Al 31 marzo 2006 il Comune di Milano detiene la maggioranza relativa del capitale sociale di AEM S.p.A. con il 42,204% pari a n. 759.690.915 azioni, di cui il 42,201% direttamente (n. 759.643.515 azioni) e lo 0,003% (n. 47.400 azioni) indirettamente tramite la Metropolitana Milanese S.p.A..

Si segnala che AEM S.p.A. ha acquistato n. 14.841.850 azioni proprie pari allo 0,825% del capitale sociale che è costituito da n. 1.800.047.400 azioni; il residuo, pari al 56,971%, è collocato sul mercato.

Tra le società del Gruppo AEM ed il Comune di Milano intercorrono rapporti di natura commerciale relativi alla fornitura di energia elettrica, gas, calore e dei servizi di gestione degli impianti di illuminazione pubblica e semaforici.

Analogamente le società del Gruppo AEM intrattengono rapporti di natura commerciale con le società controllate dal Comune di Milano, quali SEA S.p.A., MM S.p.A., SOGEMI S.p.A., ATM S.p.A. e AMSA S.p.A., fornendo alle stesse energia elettrica, gas e calore, alle medesime tariffe vigenti sul mercato, adeguate alle condizioni di fornitura, e svolgendo le prestazioni dei servizi richiesti dalle stesse.

I rapporti tra il Comune di Milano e AEM S.p.A., AEM Elettricità S.p.A. e AEM Gas S.p.A., relativi all'affidamento dei servizi relativi all'illuminazione pubblica e ai semafori, della gestione dei servizi di distribuzione di energia elettrica, gas e calore, sono regolati da apposite convenzioni.

Tra AEM S.p.A. ed il Comune stesso sussistono inoltre rapporti di natura finanziaria che vengono regolati mediante un conto corrente ordinario fruttifero, attraverso il quale vengono effettuati i reciproci pagamenti; su tale conto corrente sono applicati i normali tassi di mercato.

Relativamente ai rapporti tra AEM S.p.A. e le altre aziende controllate dal Comune di Milano, si deve ricordare che AEM partecipa al 49,0% del capitale sociale di Malpensa Energia S.r.l., il cui controllo è detenuto da SEA S.p.A..

Rapporti con le società controllate e collegate

Nell'ambito del Gruppo, AEM S.p.A. opera come tesoreria centralizzata per tutte le società controllate.

I rapporti tra le società avvengono attraverso conti correnti, intrattenuti tra la controllante e le controllate; tali rapporti sono regolati a tassi di mercato.

Anche per l'anno 2006, AEM S.p.A. e le società controllate hanno adottato la procedura dell'IVA di Gruppo.

Si premette che ai fini dell'IRES AEM S.p.A. ha aderito al cd. "consolidato nazionale" di cui agli articoli da 117 a 129 del DPR 917/86, con le controllate AEM Elettricità S.p.A., AEM Gas S.p.A., AEM Calore & Servizi S.p.A., AEM Energia S.p.A., AEM Trading S.r.l., AEM Service S.r.l., AEM Trasmissione S.p.A., Metroweb S.p.A., Serenissima Gas S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. e Delmi S.p.A.. A tal fine, con ciascuna società controllata, è stato stipulato un apposito contratto per la regolamentazione dei vantaggi/svantaggi fiscali trasferiti, con specifico riferimento alle poste correnti.

La capogruppo AEM S.p.A. fornisce alle società controllate, compresa Delmi S.p.A., e collegate servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, direzionale e tecnica, al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito della società stessa e per utilizzare in modo ottimale il know-how esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio stipulati annualmente. La capogruppo AEM S.p.A. mette inoltre a disposizione alle proprie controllate e alle collegate Plurigas S.p.A. e e-Utile S.p.A., presso proprie sedi, spazi per uffici e aree operative, nonché i servizi relativi al loro utilizzo, a condizioni di mercato.

AEM S.p.A., a fronte di un corrispettivo mensile correlato alla effettiva disponibilità degli impianti termoelettrici ed idroelettrici, offre ad AEM Trading S.r.l., il servizio di generazione elettrica.

AEM S.p.A. acquista, nel rispetto di un accordo contrattuale, dalla collegata Società Servizi Valdisotto S.p.A. una quantità, non significativa, di diritti necessari alla produzione idroelettrica.

La collegata e-Utile S.p.A. fornisce ad AEM S.p.A. i servizi di natura informatica.

Con riferimento al consolidamento proporzionale del Gruppo Transalpina di Energia, controllato congiuntamente tramite la controllata Delmi S.p.A., si segnala che la capogruppo, AEM S.p.A., non intrattiene direttamente rapporti con nessuna società del Gruppo Transalpina di Energia.

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Di seguito vengono riportati i prospetti riepilogativi dei rapporti economici e patrimoniali infragruppo.

Stato patrimoniale milioni di euro	Imprese controllate (1)	Imprese collegate (1)	Controllante (2)	Totali
ATTIVITÀ				
A) Attività non correnti				
A4) Partecipazioni	2.372	475		2.847
A5) Altre attività finanziarie non correnti		1		1
B) Attività correnti				
B3) Attività finanziarie correnti	207			207
B6) Crediti commerciali	239	1	68	308
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ				
E2) Passività correnti				
E2-1) Debiti commerciali	42	1	3	46
E2-3) Finanziamenti a breve termine	142	–	61	203

- (1) Rapporti di AEM S.p.A. verso le società controllate e collegate direttamente.
 (2) Rapporti delle società del Gruppo verso il Comune di Milano.

Conto economico milioni di euro	Imprese controllate (1)	Imprese collegate (1)	Controllante (2)	Totali
1) Ricavi				
1.1) Ricavi di vendita				–
1.2) Ricavi per prestazione di servizi	22		5	27
1.6) Altri ricavi operativi	41			41
2) Altri proventi operativi				
	–			–
3) Costi operativi				
3.2) Costi per servizi	9	3		12
3.6) Altri costi operativi			1	1
12) Oneri finanziari				
	1			1
13) Proventi da attività finanziarie				
	2			2

- (1) Rapporti di AEM S.p.A. verso le società controllate e collegate direttamente.
 (2) Rapporti delle società del Gruppo verso il Comune di Milano.

Utile per azione

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005
(a) Utile netto attribuibile agli azionisti ordinari (1)	107	87
Utile/perdita netto/a attribuibile agli azionisti ordinari dalla gestione delle attività destinate alla dismissione	(5)	2
(b) Utile netto attribuibile agli azionisti ordinari dalla gestione delle attività in funzionamento	112	85
(c) Utile netto attribuibile agli azionisti ordinari ai fini del calcolo dell'utile diluito (1)	107	87
(d) Utile netto attribuibile agli azionisti ordinari dalla gestione delle attività in funzionamento ai fini del calcolo dell'Utile diluito	112	85
Numero medio ponderato delle azioni in circolazione ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione		
– di base (f)	1.785.205.550	1.777.295.945
– diluito (g)	1.785.205.550	1.777.295.945
Utile (perdita) per azione (in euro)		
– di base (a/f)	0,0601	0,0488
– di base (b/f) da attività in funzionamento	0,0629	0,0476
– diluito (c/g)	0,0597	0,0488
– diluito (d/g) da attività in funzionamento	0,0625	0,0476

(1) Al netto del 3% del valore nominale, quale maggiorazione del dividendo corrisposto alle azioni di risparmio di Edison S.p.A. rispetto a quello corrisposto sulle azioni ordinarie.

*A*llegati alla nota di commento ai prospetti contabili

1 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali

Immobilizzazioni materiali milioni di euro	Valore residuo 31.12.2005	Variazioni del periodo	
		Acquisizioni	Variazioni di categoria
Terreni	103	1	
Totale terreni	103	1	
Fabbricati	596		30
Totale fabbricati	596		30
Totale terreni e fabbricati	699	1	30
Impianti e macchinario			
Impianti di produzione	3.529	7	581
Linee di trasporto	38		
Stazioni di trasformazione	44		
Reti di distribuzione	1.219	13	
Impianti e macchinari devovibili	730		
Beni acquistati in leasing	86		
Totale impianti e macchinario	5.646	20	581
Attrezzature industriali e commerciali			
Attrezzature diverse	14		
Telefoni cellulari			
Totale attrezzature industriali e commerciali	14		
Altri beni			
Mobili ed arredi			
Macchine per ufficio elettriche ed elettroniche	19	2	
Mezzi di trasporto			
Beni strumentali con valore fino a 516 euro			
Migliorie su beni in locazione	3		
Beni acquistati in leasing	42		
Totale altri beni	64	2	
Immobilizzazioni in corso ed acconti			
Fabbricati	4	1	
Impianti di produzione	1.021	46	(611)
Linee di trasporto			
Stazioni di trasformazione	1		
Reti di distribuzione	5	1	
Attrezzature diverse			
Altri beni			
Acconti	1		
Opere devolvibili in corso	38		
Totale immobilizzazioni in corso ed acconti	1.070	48	(611)
Totale Immobilizzazioni materiali	7.493	71	

	Variazioni del periodo					Valore residuo 31.03.2006
	Riclassificazioni	Altre variazioni	Smobilizzi	Ammortamenti	Totale variazioni del periodo	
					1	104
					1	104
				(8)	22	618
				(8)	22	618
				(8)	23	722
	10	8	(8)	(73)	525	4.054
				(1)	(1)	37
						44
		(14)	(1)	(14)	(16)	1.203
	(10)			(4)	(14)	716
				(1)	(1)	85
		(6)	(9)	(93)	493	6.139
						14
						14
					2	21
						3
						42
					2	66
					1	5
					(565)	456
						1
					1	6
						1
						38
					(563)	507
		(6)	(9)	(101)	(45)	7.448

2 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

Immobilizzazioni immateriali milioni di euro	Valore residuo 31.12.2005	Variazioni del periodo		
		Acquisizioni	Riclassificazioni	
Diritti di brevetto industriale e utilizzo opere dell'ingegno	19			
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	248		2	
Avviamento	1.972			
Immobilizzazioni in corso	3	1	(2)	
Altre immobilizzazioni immateriali	391	6		
Totale Immobilizzazioni immateriali	2.633	7		

	Variazioni del periodo				Valore residuo 31.03.2006
	Altre variazioni	Smobilizzi	Ammortamenti	Totale variazioni del periodo	
			(1)	(1)	18
			(6)	(4)	244
	(10)			(10)	1.962
	(15)		(11)	(20)	2
	(25)		(18)	(36)	371
					2.597

3 - Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato e delle altre partecipazioni

Denominazione i dati in euro sono espressi in migliaia	Sede	Divisa	Capitale Sociale (*)	% di partecipazio- ne consolida- ta di Gruppo al 31.03.2006
Area di consolidamento				
Metroweb S.p.A.	Milano	Euro	20.180	100,00%
AEM Elettricit� S.p.A.	Milano	Euro	520.000	99,99%
AEM Gas S.p.A.	Milano	Euro	572.000	99,99%
AEM Trasmissione S.p.A.	Milano	Euro	76.597	99,99%
AEM Energia S.p.A.	Milano	Euro	104	99,99%
AEM Service S.r.l.	Milano	Euro	12.405	100,00%
AEM Trading S.r.l.	Milano	Euro	99	100,00%
Serenissima Gas S.p.A. (1)	Milano	Euro	1.082	79,4% (1)
AEM Calore & Servizi S.p.A.	Milano	Euro	1.800	100,00%
Serenissima Energia S.r.l. (1)	Milano	Euro	100	79,4% (2)
Delmi S.p.A.	Milano	Euro	1.466.868	51,00%
Proaris S.r.l.	Milano	Euro	10	100,00%
Plurigas S.p.A.	Milano	Euro	800	40,00%
Edipower S.p.A.	Milano	Euro	1.441.300	20,00% (3)
Transalpina di Energia S.r.l. (4)	Milano	Euro	3.146.000	50,00%
Partecipazioni in imprese collegate				
Mestni Plinovodi d.o.o. (1)	Capodistria (Slovenia)	Euro	15.964	
Malpensa Energia S.r.l.	Segrate (Mi)	Euro	5.200	
Societ� Servizi Valdisotto S.p.A.	Valdisotto (So)	Euro	5.837	
e-Utile S.p.A. (5)	Milano	Euro	1.000	
Zincar S.r.l.	Milano	Euro	100	
Alagaz S.p.A.	San Pietroburgo (Federaz. Russa)	USD	24.000	
AEM-Bonatti S.c.a.r.l. (in liquidazione)	Milano	Euro	10	
Utilia S.p.A. (6)	Rimini	Euro	900	
Ecodeco S.r.l.	Milano	Euro	7.468	
Consolidamento Gruppo Delmi (6)				
Totale partecipazioni in imprese collegate				
Partecipazioni in altre imprese				
Atel Aare - Tessin AG fur Elektrizitat	Oltten (CH)	CHF	303.600.000	
A.G.A.M. S.p.A.	Monza	Euro	46.482	
Aem Torino S.p.A.	Torino	Euro	519.461	
ASM S.p.A.	Sondrio	Euro	5.834	
Consorzio DIX.IT (in liquidazione)	Milano	Euro	5.165	
CESI S.p.A.	Milano	Euro	8.550	
Emittenti Titoli S.p.A.	Milano	Euro	5.200	
Consorzio Milanosistema	Milano	Euro	250	
AvioValtellina S.p.A.	Sondrio	Euro	2.880	
Bluefare Ltd.	Londra	Lst	1.000	
Servelfin S.p.A. (1)	Milano	Euro	477	
Serenissima Energia S.r.l. (1)	Milano	Euro	100	
CO.GE.R. 2004 S.p.A. (6)	Sant'Antimo (NA)	Euro	150	
CESI S.p.A. (7)	Milano	Euro	8.550	
Consolidamento Gruppo Delmi (6)				
Totale partecipazioni in altre imprese				

(*) I valori delle societ  con capitale sociale in euro sono espressi in migliaia.

(1) Al netto delle azioni proprie detenute da Serenissima Gas S.p.A..

(2) AEM S.p.A. detiene il 71,44% direttamente e il 7,9% indirettamente tramite la partecipazione di Serenissima Gas S.p.A. in Serenissima Energia S.r.l..

(3) La percentuale di partecipazione indicata considera come esercitati i diritti di opzione put.

(4) AEM S.p.A. detiene indirettamente il 50% della partecipazione in Transalpina di Energia S.r.l. tramite la controllata DELMI S.p.A..

(5) AEM S.p.A. detiene indirettamente il 20% della partecipazione in Utilia S.p.A. tramite la controllata AEM Service S.r.l..

(6) AEM S.p.A. detiene indirettamente il 5% della partecipazione in CO.GE.R. 2004 S.p.A. tramite la controllata AEM Calore & Servizi S.p.A..

(7) Edipower S.p.A. detiene il 7% della partecipazione in CESI S.p.A., il valore di carico esposto rappresenta il 20% di competenza del Gruppo AEM.

	Quote possedute %	Azionista	Titoli posseduti con diritto di voto % (a)	Diritti di voto esercitabili (b)	Valore di carico al 31.03.2006 migliaia di euro	Criterio di valutazione
	100,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	99,99%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	99,99%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	99,99%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	99,99%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	100,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	100,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	71,44%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	100,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	71,44%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	51,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	100,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento integrale
	40,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento Proporzionale
	16,00%	AEM S.p.A.	-	-	-	Consolidamento Proporzionale
	50,00%	Delmi S.p.A.	-	-	-	Consolidamento Proporzionale
	41,11%	AEM S.p.A.	-	-	-	Patrimonio netto
	49,00%	AEM S.p.A.	-	-	4.196	Patrimonio netto
	35,76%	AEM S.p.A.	-	-	2.658	Patrimonio netto
	49,00%	AEM S.p.A.	-	-	1.342	Patrimonio netto
	37,00%	AEM S.p.A.	-	-	242	Patrimonio netto
	35,00%	AEM S.p.A.	-	-	8	Patrimonio netto
	50,00%	AEM S.p.A.	-	-	5	Patrimonio netto
	20,00%	Aem Service S.r.l.	-	-	240	Patrimonio netto
	30,00%	AEM S.p.A.	-	-	70.317	Patrimonio netto
					29.798	Vedi allegato 5
					108.806	
	5,76%	AEM S.p.A.	-	-	234.047	Fair value
	17,49%	AEM S.p.A.	-	-	17.439	Fair value
	1,46%	AEM S.p.A.	-	-	14.744	Fair value
	3,99%	AEM S.p.A.	-	-	874	Fair value
	14,28%	AEM S.p.A.	-	-	738	Fair value
	1,87%	AEM S.p.A.	-	-	165	Fair value
	1,85%	AEM S.p.A.	-	-	79	Fair value
	10,00%	AEM S.p.A.	-	-	25	Fair value
	0,19%	AEM S.p.A.	-	-	5	Fair value
	20,00%	AEM S.p.A.	-	-	2	Fair value
	0,52%	Serenissima Gas S.p.A. (10)	-	-	-	Fair value
	10,00%	Serenissima Gas S.p.A.	-	-	-	Vedi nota 2
	5,00%	AEM Calore & Servizi S.p.A.	-	-	2	Fair value
	7,00%	Edipower S.p.A.	-	-	271	Fair value
					42.359	Vedi allegato 7
					310.750	

(8) Per le partecipazioni del Gruppo Delmi si rimanda agli allegati 4-5-6-7.

(9) I dati di bilancio della società si riferiscono al bilancio chiuso il 30 settembre 2005.

(10) Le partecipazioni in queste società sono state riclassificate nella voce C - ATTIVITÀ NON CORRENTI DESTINATE ALLA VENDITA.

(a) La percentuale dei titoli posseduti con diritto di voto è data dal rapporto tra il numero totale di titoli rappresentativi del capitale con diritto di voto posseduti direttamente (a prescindere dalla titolarità del diritto di voto) e il capitale con diritto di voto (es. azioni ordinarie e privilegiate).

Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.

(b) La percentuale dei diritti di voto esercitabili è data dal rapporto tra il numero dei diritti di voto spettanti in assemblea ordinaria di cui la società partecipante sia direttamente effettivamente titolare, e i diritti di voto complessivi in assemblea ordinaria esistenti.

Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.

4 - Partecipazioni del Gruppo Delmi

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale Sociale	Quota consolidata di Gruppo % (a)	
				31.03.2006	31.12.2005
A) Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento					
A.1) Imprese consolidate con il metodo integrale					
Consorzio Di Sarmato Soc. Cons. P.A.	Milano (I)	Euro	200.000	36,430	36,430
Ecofuture S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	10.200	69,390	69,390
Edison Rete S.p.A. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	106.778.200	69,390	69,390
Gever S.p.A.	Milano (I)	Euro	10.500.000	35,390	35,390
Hydro Power Energy S.r.l. - Hpe S.r.l. (Socio Unico)	Bolzano (I)	Euro	50.000	69,390	69,390
Jesi Energia S.p.A.	Milano (I)	Euro	5.350.000	48,570	48,570
Sarmato Energia S.p.A.	Milano (I)	Euro	14.420.000	42,330	42,330
Sondel Dakar BV	Rotterdam (NL)	Euro	18.200	69,390	69,390
Termica Boffalora S.r.l.	Milano (I)	Euro	14.220.000	48,570	48,570
Termica Celano S.r.l.	Milano (I)	Euro	259.000	48,570	48,570
Termica Cologno S.r.l.	Milano (I)	Euro	9.296.220	45,100	45,100
Termica Milazzo S.r.l.	Milano (I)	Euro	23.241.000	41,630	41,630
Edison Energie Speciali S.p.A. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	4.200.000	69,390	69,390
Monsei Esco S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	100.000	69,390	69,390
Parco Eolico Faeto S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	11.300	69,390	69,390
Parco Eolico Foiano S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	683.000	69,390	69,390
Parco Eolico San Giorgio S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	8.911.200	69,390	69,390
Edison D.G. S.p.A. (Socio Unico)	Selvazzano Dentro (Pd) (I)	Euro	460.000	69,390	69,390
Edison International S.p.A.	Milano (I)	Euro	17.850.000	69,390	69,390
Edison Stocaggio S.p.A. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	81.497.301	69,390	69,390
Euroil Exploration Ltd	Londra (Gb)	GBP	9.250.000	69,390	69,390
Edison Trading S.p.A. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	30.000.000	69,390	69,390
Volta S.p.A.	Milano (I)	Euro	130.000	35,390	35,390
Edison Energia S.p.A. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	22.000.000	69,390	69,390
Edison Per Voi S.p.A. (Socio Unico)	Selvazzano Dentro (Pd) (I)	Euro	3.592.000	69,390	69,390
Atema Limited	Dublino 2 (Ir)	Euro	1.500.000	69,390	69,390
Edison Hellas Sa	Atene (Gr)	Euro	263.700	69,390	69,390
Edison S.p.A.	Milano (I)	Euro	4.273.112.753	69,390	69,390
Finanziaria Di Partecipazioni Elettriche Finel S.p.A.	Milano (I)	Euro	194.000.000	69,390	69,390
Montedison Finance Europe Nv	Amsterdam (NL)	Euro	4.537.803	69,390	69,390
Selm Holding International Sa	Lussemburgo (L)	Euro	24.000.000	69,390	69,390
Montedison S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	2.583.000	69,390	69,390
Nuova Alba S.r.l. (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	2.016.457	69,390	69,390
Edison Treasury Services S.r.l.	Conegliano (Tv) (I)	Euro	10.000	69,390	69,390
A.2) Imprese consolidate con il Metodo Proporzionale					
Bluefare Ltd	Londra (Gb)	GBP	1.000	34,690	34,690
Ibiritermo Sa	Ibirite - Estado De Minas Gerais (Br)	BRL	7.651.814	34,690	34,690
Sel - Edison S.p.A.	Castelbello (Bz) (I)	Euro	84.798.000	29,140	29,140
Seledison Net S.r.l.	Castelbello - Ciardes (Bz) (I)	Euro	200.000	29,140	29,140
Serene S.p.A.	Milano (I)	Euro	25.800.000	46,020	46,020
Parco Eolico Castelnuovo S.r.l.	Castelnuovo Di Conza (Sa) (I)	Euro	10.200	34,690	34,690
Edipower S.p.A.	Milano (I)	Euro	1.441.300.000	34,690	34,690
Ed-Ina D.O.O.	Zagabria (Hr)	HRK	20.000	34,690	34,690
Soc.Stud.Prom.Gasdot.Alg-Ita V.Sardeg. Galsi S.p.A.	Milano (I)	Euro	3.850.000	12,490	12,490
Internat. Water Serv. (Guayaquil) Interagua C. Ltda	Guayaquil (Ec)	USD	17.820.000	18,420	18,420
International Water (Tunari) BV	Amsterdam (NL)	Euro	20.000	34,690	34,690
International Water (Uk) Limited	Londra (Gb)	GBP	1.001	34,690	34,690
International Water Holdings BV	Amsterdam (NL)	Euro	40.000	34,690	34,690
International Water Services (Guayaquil) BV	Amsterdam (NL)	Euro	20.000	20,470	20,470
International Water Services Limited	George Town - Grand Cayman (Gbc)	USD	45.100	34,620	34,620
International Water Services Ltd	Zug (Ch)	CHF	100.000	34,690	34,690
Iwl (Asia Pacific) Pte Ltd	Singapore (Sgp)	SGD	2	34,690	34,690
Iwl Adelaide Pty Ltd (In liquidazione)	225 George Street - Sydney - Nsw (Aus)	AUD	1.020.460	34,690	34,690
Iwl Corporate Limited	Londra (Gb)	GBP	1	34,690	34,690
Iwl Services Holdings (Uk) Limited	Londra (Gb)	GBP	2	34,690	34,690

	Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritto di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Rapporto di partecipazione (e)
	% (b)	Azionista			
	52,500	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	51,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	70,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	61,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Montedison Finance Europe Nv	-	-	CO
	70,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	70,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	65,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	60,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison Energie Speciali S.p.A. (Socio Unico)	-	-	CO
	100,000	Parco Eolico San Giorgio S.r.l. (Socio Unico)	-	-	CO
	100,000	Edison Energie Speciali S.p.A. (Socio Unico)	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	70,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	30,000	Selm Holding International Sa	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	0,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Selm Holding International Sa	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	51,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison D.G. S.p.A. (Socio Unico)	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	69,390	Transalpina Di Energia S.r.l.	71,230	71,230	CO
	80,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	99,950	Edison S.p.A.	-	-	CO
	0,050	Montedison S.r.l. (Socio Unico)	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	0,000	Edison S.p.A.	-	-	CO
	50,000	Edison S.p.A.	-	-	JV
	50,000	Edison S.p.A.	-	-	JV
	42,000	Edison S.p.A.	-	-	JV
	100,000	Sel - Edison S.p.A.	-	-	JV
	66,320	Edison S.p.A.	-	-	JV
	50,000	Edison Energie Speciali S.p.A. (Socio Unico)	-	-	JV
	40,000	Edison S.p.A.	-	-	JV
	50,000	Edison International S.p.A.	-	-	JV
	18,000	Edison S.p.A.	-	-	JV
	90,000	International Water Services (Guayaquil) BV	-	-	JV
	100,000	International Water Holdings BV	-	-	JV
	0,100	International Water Services Limited	0,000	0,000	JV
	99,900	Iwl Corporate Limited	100,000	100,000	JV
	50,000	Edison S.p.A.	-	-	JV
	59,000	International Water Holdings BV	-	-	JV
	99,780	International Water Holdings BV	-	-	JV
	100,000	International Water Holdings BV	-	-	JV
	100,000	International Water Holdings BV	-	-	JV
	100,000	International Water Holdings BV	-	-	JV
	100,000	Iwl Services Holdings (UK) Limited	-	-	JV
	100,000	International Water Holdings BV	-	-	JV

5 - Partecipazioni del Gruppo Delmi

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale Sociale	Quota consolidata di Gruppo % 31.12.2005
B) Partecipazioni in imprese valutate con il metodo del patrimonio netto				
Consorzio Barchetta	Jesi (An) (I)	Euro	2.000	
Consorzio Montoro	Narni (I)	Euro	4.000	
Consorzio Vicenne	Celano (I)	Euro	1.000	
GTI Dakar Ltd	George Town - Gran Caiman (GBC)	Euro	14.686.479	
Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis (Ch)	CHF	100.000.000	
Roma Energia S.r.l.	Roma (I)	Euro	50.000	
Sistemi di Energia S.p.A.	Milano (I)	Euro	10.475.000	
Nile Valley Gas Company (NVGC) S.A.E.	Cairo (Et)	Egp	50.000.000	
Blumet S.p.A.	Reggio Emilia (I)	Euro	7.600.000	
Estgas S.p.A.	Udine (I)	Euro	495.000	
Eta 3 S.p.A.	Arezzo (I)	Euro	2.000.000	
Gasco S.p.A.	Bressanone (Bz) (I)	Euro	350.000	
Prometeo S.p.A.	Osimo (An) (I)	Euro	1.938.743	
S.A.T. - Servizi Ambiente Territorio S.p.A.	Sassuolo - (Mo) (I)	Euro	27.752.560	
Utilità S.p.A.	Milano (I)	Euro	2.307.692	
Iniziativa universitaria 1991 S.p.A.	Varese (I)	Euro	16.120.000	
Soc. per la gest. del Palazzo Centro Congressi S.r.l.	Assago (Mi) (I)	Euro	10.200	
Syremont S.p.A.	Messina (I)	Euro	750.000	

	Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritto di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico in milioni di euro (f)	Rapporto di partecipazione (e)
	% (b)	Azionista				
	50,000	Jesi Energia S.p.A.	-	-		CL
	25,000	Edison S.p.A.	-	-		CL
	50,000	Termica Celano S.r.l.	-	-		CL
	30,000	Sondel Dakar BV	-	-	3,7	CL
	20,000	Edison S.p.A.	-	-	15,6	CL
	35,000	Edison S.p.A.	-	-	0,5	CL
	40,570	Edison S.p.A.	-	-	4,2	CL
	37,500	Edison international S.p.A.	-	-	3,8	CL
	25,790	Edison S.p.A.	-	-	3,3	CL
	33,330	Edison S.p.A.	-	-	0,2	CL
	33,010	Edison S.p.A.	-	-	1,3	CL
	40,000	Edison S.p.A.	-	-	0,1	CL
	21,000	Edison S.p.A.	-	-	0,5	CL
	40,000	Edison S.p.A.	-	-	21,5	CL
	35,000	Edison S.p.A.	-	-	0,8	CL
	32,260	Montedison S.r.l. (socio unico)	-	-(m)	3,9	CL
	44,820	Montedison S.r.l. (socio unico)	-	-		CL
	40,000	Edison S.p.A.	-	-		CL

6 - Partecipazioni del Gruppo Delmi

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale Sociale	Quota consolidata di Gruppo % 31.12.2005
C) Partecipazioni in imprese valutate al costo in quanto soggette a restrizioni durevoli				
Biomasse Emilia Romagna S.r.l. (in liquidazione)	Cesena (Fo) (I)	Euro	10.000	
Auto Gas Company S.A.E. (in liquidazione)	Il Cairo (Et)	EGP	1.700.000	
Edison Gas Espana SA (Sociedad Unipersonal in liquidazione)	Barcellona (E)	Euro	60.200	
Codest S.r.l.	Pavia di Udine (Ud) (I)	Euro	15.600	
Consorzio Friulano per il Tagliamento	Udine (I)	Euro	10.330	
C.F.C. Consorzio Friulano Costruttori (in liquidazione)	Udine (I)	Lit	100.000.000	
Calbiotech S.r.l. (in fallimento)	Ravenna (I)	Lit	90.000.000	
Calcestruzzi Palermo S.r.l. (in liquidazione)	Palermo (I)	Euro	108.360	
(in Amministrazione Giudiziaria) Socio Unico	Villa Adriana - Tivoli (Rm) (I)	Euro	15.492	
Cempes S.c.r.l. (in liquidazione)	Udine (I)	Lit	20.000.000	
Ci.Far. S.c.a.r.l. (in fallimento)	Udine (I)	Lit	20.000.000	
Compo Chemical Company (in liquidazione)	Wilmington, Delaware (Usa)	USD	1.000	
Compo Shoe Machinery Corp. of Canada (in liquidazione)	Montreal - Quebec (Cdn)	CAD	500	
Coniel S.p.A. (in liquidazione)	Roma (I)	Euro	1.020	
Consorzio Carnia (in liquidazione)	Sesto San Giovanni (Mi) (I)	Euro	51.645	
Consorzio Carnia S.c.r.l. (in liquidazione)	Roma (I)	Euro	45.900	
Convolci S.c.n.c. (in liquidazione)	Sesto San Giovanni (I)	Euro	5.165	
Ferruzzi Trading France SA (in liquidazione)	Parigi (F)	Euro	7.622.451	
Finimeg S.p.A. (Socio Unico) (in liquidazione)	Milano (I)	Euro	2.425.200	
Finsavi S.r.l. in Amministrazione Giudiziaria	Palermo (I)	Euro	18.698	
Frigotecnica S.r.l. (Socio Unico) in Amministrazione Giudiziaria (in liquidazione)	Palermo (I)	Euro	76.500	
Groupement Gambogi-Cisa (in liquidazione)	Dakar (Sn)	XAF	1.000.000	
Inica S.a.r.l. (in liquidazione)	Lisbona (P)	Pte	1.000.000	
Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liquidazione) (Socio Unico)	Milano (I)	Euro	1.549.350	
Nuova I.S.I. Impianti Selez. Inerti S.r.l. (in fallimento)	Vazia (Ri) (I)	Lit	150.000.000	
Poggio Mondello S.r.l. (Socio Unico) in Amministrazione Giudiziaria	Palermo (I)	Euro	364.000	
Rosfid S.r.l. (in liquidazione)	Milano (I)	Lit	46.000.000	
Sistema Permanente di Servizi S.p.A. (in fallimento)	Roma (I)	Euro	154.950	
Soc. Gen. per Progr. Cons. e Part. S.p.A. (in Amministrazione Straordinaria)	Roma (I)	Lit	300.000.000	
Sorrentina S.c.a.r.l. (in liquidazione)	Roma (I)	Euro	46.480	
Stel S.p.A. (in liquidazione) (ex Stel S.p.A.)	Milano (I)	Euro	520.000	52,040
Trieste Tre S.r.l. (in liquidazione)	Ravenna (I)	Euro	10.400	

	Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritto di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico in milioni di euro (f)	Rapporto di partecipazione (e)
	% (b)	Azionista				
	51,000	Edison S.p.A.	-	- (n)		CO
	30,000	Edison International S.p.A.	-	-		CL
	100,000	Edison S.p.A.	-	-		CO
	33,330	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL
	16,300	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		TZ
	20,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL
	55,000	Edison S.p.A.	-	-		CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	- (l)		CO
	33,330	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL
	60,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CO
	100,000	Nuova Alba S.r.l. (Socio Unico)	-	-		CO
	100,000	Nuova Alba S.r.l. (Socio Unico)	-	-		CO
	35,250	Edison S.p.A.	-	-		CL
	17,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		TZ
	17,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		TZ
	27,370	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL
	100,000	Edison S.p.A.	-	-		CO
	100,000	Edison S.p.A.	-	-		CO
	50,000	Edison S.p.A.	-	- (l)		CL
	100,000	Edison S.p.A.	-	- (l)		CO
	50,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL
	20,000	Edison S.p.A.	-	-		CL
	100,000	Edison S.p.A.	-	-		CO
	33,330	Montedison S.r.l. (Socio Unico)	-	-		CL
	100,000	Finimeg S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	- (l)		CO
	42,280	Edison S.p.A.	-	- (i)		CL
	12,600	Edison S.p.A.	-	-		TZ
	59,330	Edison S.p.A.	-	-		CO
	25,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL
	75,000	Edison S.p.A.	-	-		CO
	50,000	Nuova C.I.S.A. S.p.A. (in liq.) (Socio Unico)	-	-		CL

7 - Partecipazioni del Gruppo Delmi

Denominazione sociale	Sede	Valuta	Capitale Sociale	Quota consolidata di Gruppo % 31.12.2005	
D) PARTECIPAZIONI IN IMPRESE VALUTATE AL FAIR VALUE					
D.1) Trading					
Quotate					
ACEA S.p.A.	Roma (I)	Euro	1.098.898.884		
ACEGAS - APS S.p.A.	Trieste (I)	Euro	282.983.213		
ACSM S.p.A.	Como (I)	Euro	37.496.500		
AMSC - American Superconductor	N/A (USA)	USD	19.128.000		
Azienda Mediterranea Gas e Acqua S.p.A.	Genova (I)	Euro	180.974.079		
D.2) DISPONIBILI PER LA VENDITA					
Quotate					
RCS MediaGroup S.p.A.	Milano (I)	Euro	762.019.050		
Altre partecipazioni disponibili per la vendita non quotate					
Totale Generale					

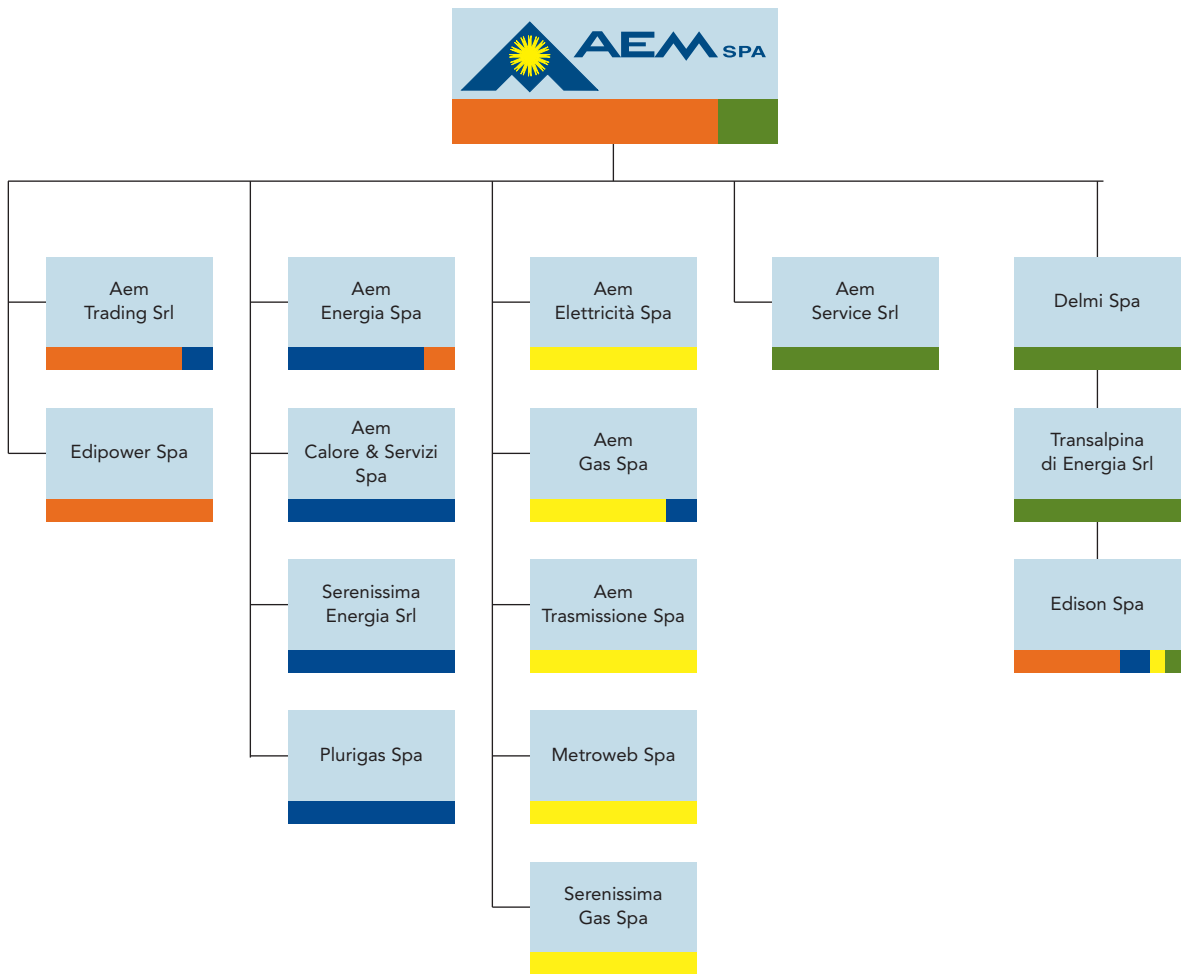
NOTE

- La quota consolidata di Gruppo è calcolata tenendo conto delle quote di capitale sociale possedute dalla Capogruppo o da imprese controllate consolidate con il criterio dell'integrazione globale e da imprese a controllo congiunto consolidate con il criterio dell'integrazione proporzionale.
- La quota di partecipazione sul capitale è data dal rapporto tra il valore nominale di tutti i titoli rappresentativi del capitale sociale posseduti direttamente ed il capitale sociale complessivo. Nel calcolo del rapporto il denominatore (capitale sociale complessivo) viene diminuito delle eventuali azioni proprie.
- La percentuale dei titoli posseduti con diritto di voto è data dal rapporto tra il numero totale di titoli rappresentativi del capitale con diritto di voto posseduti direttamente (a prescindere dalla titolarità del diritto di voto) e il capitale con diritto di voto (es. azioni ordinarie e privilegiate). Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.
- La percentuale dei diritti di voto esercitabili è data dal rapporto tra il numero dei diritti di voto spettanti in assemblea ordinaria di cui la società partecipante sia direttamente effettivamente titolare, e i diritti di voto complessivi in assemblea ordinaria esistenti. Le percentuali sono indicate solo se differiscono dalla quota di partecipazione sul capitale.
- CO = controllata; JV = joint venture; CL = collegata; TZ = terza.
- Il valore di carico è indicato solo per le imprese valutate al patrimonio netto o al costo, possedute direttamente dalla Capogruppo o da altre imprese consolidate integralmente o proporzionalmente, solo nel caso in cui tale valore sia uguale o superiore al milione di euro.
- Società di cui è stata chiesta la cancellazione ma non ancora cancellata dal Registro delle Imprese.
- Società i cui beni e quote o azioni sono sottoposti a sequestro con attribuzione del diritto di voto all'amministratore giudiziario nominato dal Tribunale di Palermo – Sezione Misure di Prevenzione – in data 7 luglio 1998.
- Partecipazione sottoposta a pignoramento eseguito dal Tribunale di Varese in data 13 febbraio 2006 sulla base di una sentenza del Tribunale di Salerno. Il diritto di voto spetta al Custode del pignoramento.
- Società che ha depositato, ex art. 2493 C.C., il bilancio finale di liquidazione.





	Quota di partecipazione sul capitale		Titoli posseduti con diritto di voto % (c)	Diritti di voto esercitabili % (d)	Valore di carico in milioni di euro (f)	Rapporto di partecipazione (e)	Criterio di consolidamento o di valutazione
	%	Azionista					
	0,170	EDISON S.p.A.	-	-	3,8	TZ	FV
	1,300	EDISON S.p.A.	-	-	5,4	TZ	FV
	3,970	EDISON S.p.A.	-	-	3,7	TZ	FV
	0,840	EDISON S.p.A.	-	-	1,5	TZ	FV
	2,810	EDISON S.p.A.	-	-	17,7	TZ	FV
	0,970	EDISON S.p.A.	1,010	1,010	32,6 52,2	TZ	FV
					176,3		

*A*nalisi dei principali settori di attività

Gruppo AEM - Aree di attività



Aree di attività

-  Elettricità
-  Gas e Calore
-  Reti e Attività Regolamentate
-  Servizi

Risultati per settore di attività

Al fine di fornire una migliore informativa riguardante i settori di attività in cui opera il Gruppo AEM e di allineare tale informativa a quella predisposta dal Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), entrato a far parte del perimetro di consolidamento dal quarto trimestre dell'esercizio 2005, i settori di attività del Gruppo vengono rappresentati avendo come riferimento la "filiera" di appartenenza.

Sono stati individuati i seguenti settori di attività:

Energia Elettrica

Include la produzione e la vendita sul mercato libero di energia elettrica, nonché le attività derivanti dal commercio all'ingrosso dell'energia elettrica.

Gas e calore

Si riferisce alle attività di produzione ed acquisto del gas ed a quelle legate alla sua successiva rivendita sul mercato o al suo impiego nelle centrali termoelettriche del Gruppo (quest'ultimo solo per il Gruppo TdE/Edison). Il settore include anche le attività di produzione e commercializzazione del calore mediante teleriscaldamento ed i servizi di gestione calore. Include infine il settore idrocarburi del Gruppo TdE/Edison, ad eccezione delle attività di distribuzione e stoccaggio.

Reti e Mercati Regolamentati

Comprende le attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, di vendita di energia elettrica al mercato vincolato, di distribuzione di gas, e, per il Gruppo TdE/Edison, anche le attività di stoccaggio. Include infine le attività di gestione della rete di telecomunicazione di proprietà di Metroweb.

Servizi

A queste aree di business si aggiunge poi il settore Corporate che racchiude le attività di guida, indirizzo e controllo della gestione industriale ed i servizi centralizzati per le unità operative, sia per AEM che per TdE/Edison (Gruppo Delmi).

Infine, nell'area Altre Attività è inclusa l'attività di Distribuzione e Trattamento Acqua svolta dal Gruppo Edison mediante la *joint venture* IWH.

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

Di seguito si riportano i risultati di sintesi registrati nel primo trimestre 2006 dai settori di attività così individuati, confrontati con quelli conseguiti nello stesso periodo dell'esercizio precedente.

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005	Variazione
Energia Elettrica			
Ricavi	1.195	227	968
Risultato Operativo Lordo	266	78	188
% sui Ricavi	22,3%	34,4%	
Risultato Operativo Netto	185	59	126
% sui Ricavi	15,5%	26,0%	
Investimenti	46	26	20
Totale Attività (*)	8.631	8.304	327
Totale Passività non correnti (*)	1.972	2.011	(39)
Gas e Calore			
Ricavi	906	241	665
Risultato Operativo Lordo	60	40	20
% sui Ricavi	6,6%	16,6%	
Risultato Operativo Netto	35	38	(3)
% sui Ricavi	3,9%	15,8%	
Investimenti	14	1	13
Totale Attività (*)	2.088	2.019	69
Totale Passività non correnti (*)	258	254	4
Reti e Mercati Regolamentati			
Ricavi	235	204	31
Risultato Operativo Lordo	77	67	10
% sui Ricavi	32,8%	32,8%	
Risultato Operativo Netto	56	48	8
% sui Ricavi	23,8%	23,5%	
Investimenti	16	13	3
Totale Attività (*)	2.689	2.672	17
Totale Passività non correnti (*)	444	451	(7)
Servizi			
Ricavi	30	20	10
Risultato Operativo Lordo	(11)	(3)	(8)
Risultato Operativo Netto	(15)	(6)	(9)
Investimenti	1	3	(2)
Totale Attività (*)	8.149	5.739	2.410
Totale Passività non correnti (*)	4.182	4.675	(493)
Altre Attività			
Ricavi	5	-	5
Risultato Operativo Lordo	1	-	1
Risultato Operativo Netto	1	-	1
Investimenti	1	-	1
Totale Attività (*)	26	20	6
Totale Passività non correnti (*)	19	3	16
Elisioni			
Ricavi	(352)	(85)	(267)
Risultato Operativo Lordo	18	-	18
Risultato Operativo Netto	(1)	3	(4)
Investimenti	-	-	-
Totale Attività (*)	(7.925)	(5.433)	(2.492)
Totale Passività non correnti (*)	(67)	(423)	356
TOTALE GRUPPO			
Ricavi	2.019	607	1.412
Risultato Operativo Lordo	411	182	229
% sui Ricavi	20,4%	30,0%	
Risultato Operativo Netto	261	142	119
% sui Ricavi	12,9%	23,4%	
Investimenti	78	43	35
Totale Attività (*)	13.658	13.321	337
Totale Passività non correnti (*)	6.808	6.971	(163)

(*) I valori delle Attività e delle Passività non correnti sono confrontati con i valori al 31 dicembre 2005.

Energia Elettrica

La richiesta di energia elettrica in Italia nel corso del primo trimestre del 2006 è cresciuta del 2,9% rispetto al primo trimestre del 2005, ed è risultata pari a 85,6 TWh. La copertura del carico è stata garantita da produzione nazionale per il 91,3% e da importazioni per il restante 8,7%.

La dinamica della domanda ha evidenziato tassi di crescita positivi per ciascuno dei primi tre mesi dell'anno. La crescita è risultata piuttosto significativa nei mesi di gennaio (+4% rispetto al gennaio 2005) e marzo (+3,8%).

La produzione elettrica nazionale è stata garantita per l'86,05% da fonti termoelettriche, per l'11,3% da fonte idroelettrica e, per il rimanente 2,7%, da energia geotermoelettrica ed eolica.

Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente risulta in flessione la produzione da fonte idroelettrica (-6,1%), mentre sono in crescita le produzioni da fonte termoelettrica (+13,9%), da fonte geotermoelettrica (+4,7%) ed eolica (+64,8%).

La produzione nazionale è aumentata dell'11,8% a fronte di un forte decremento del saldo estero del 46,7%.

Gas

I consumi di gas naturale hanno raggiunto nel primo bimestre del 2006 i 29,7 miliardi di metri cubi, in crescita del 3,5% rispetto allo stesso periodo del 2005.

La richiesta del settore civile e servizi è aumentata dello 0,6%, mentre quella del settore termoelettrico del 13,8%. Si è invece rilevata una flessione del 4,3% delle vendite al comparto industriale.

La domanda di gas naturale ha registrato, sul finire del 2005 e nei primi mesi del 2006, un forte incremento dovuto non solo all'aumento di domanda per usi civili, causato dalle condizioni climatiche particolarmente rigide, ma anche dall'aumento della produzione elettrica degli impianti alimentati a gas, spinto a sua volta dai forti incrementi delle esportazioni di energia elettrica, fenomeno dovuto alla competitività dei prezzi registrati nella borsa elettrica italiana rispetto al mercato Europeo.

Di contro, l'offerta di gas ha evidenziato alcune carenze dovute, tra l'altro, alla riduzione delle forniture di gas dalla Russia, alla indisponibilità delle infrastrutture di importazioni e di stoccaggio di gas, nonché ad un improprio uso degli stoccaggi da parte degli operatori, specie nella prima parte della stagione invernale.

Pertanto, il Ministero delle Attività Produttive, dopo aver attivato la procedura di emergenza climatica al fine di massimizzare l'import di gas e di ridurre i consumi

con il distacco dei clienti industriali con contratti interrompibili, ha disposto il passaggio ad olio combustibile degli impianti industriali e termoelettrici, in un primo momento limitatamente agli impianti che hanno la possibilità di utilizzare combustibili alternativi compatibili con le norme ambientali, ed autorizzando solo successivamente, e fino al 31 marzo (con decreto legge 25 gennaio 2006, n. 19 "Misure urgenti per garantire l'approvvigionamento di gas naturale", poi convertito nella Legge 8 marzo 2006, n. 108) le centrali elettriche all'utilizzo dell'olio combustibile anche in deroga alla vigente normativa ambientale.

Si segnala che alcuni impianti di Edipower e di AEM sono stati interessati dalla previsione di cui all'articolo 4 del decreto del 25 gennaio 2006, ai sensi della quale fino al 31 marzo 2006 la società Terna ha effettuato il dispacciamento degli impianti di generazione di energia elettrica alimentati ad olio combustibile e degli impianti alimentati da fonti rinnovabili assimilandoli alle unità essenziali per la sicurezza del sistema.

Tra le misure atte a ridurre in tempi brevi la domanda di gas nazionale, il Ministero delle Attività Produttive ha, inoltre, istituito e regolato, con decreto del 20 gennaio 2006, un meccanismo volto alla incentivazione dell'offerta di interrompibilità aggiuntiva. L'Autorità, con delibera n. 10/06, ha dato attuazione al decreto in questione, attivando così un sistema transitorio di "interrompibilità volontaria" delle forniture gas, basato su principi di mercato.

A fronte dello svasso eccezionale degli stoccaggi, conseguenza dell'emergenza gas, l'Autorità ha, con delibera n. 71/06, previsto disposizioni transitorie ed urgenti in materia di corrispettivi per il bilanciamento, da applicare all'utente del servizio di stoccaggio che utilizzi una capacità di iniezione superiore a quella conferita, e per la reintegrazione degli stoccaggi. La procedura, così come aggiornata dal Ministero delle Attività Produttive, prevede che, una volta cessata l'emergenza climatica, perduri la vigenza dell'obbligo di mantenere massime le immissioni di gas in rete al fine di garantire la sollecita ricostruzione delle riserve strategiche. L'Autorità, a tal proposito, ha previsto, per il periodo di iniezione relativo all'anno termico 2006-2007, che i corrispettivi di bilanciamento di cui all'articolo 15.2 della delibera n. 119/05, non siano applicabili limitatamente ai casi in cui il maggior utilizzo della capacità di iniezione superiore a quella conferita sia conseguenza delle attività necessarie per la massimizzazione delle immissioni in rete.

Per quanto riguarda gli interventi di lungo periodo, infine, sono in programma disposizioni volte all'incentivazione dello sviluppo degli stoccaggi mediante il potenziamento di quelli già esistenti, al conferimento di nuove concessioni, e alla valorizzazione in tariffa di nuovi investimenti su impianti di stoccaggio.

Il settore Energia Elettrica include le attività di produzione e vendita sul mercato libero riferite all'energia elettrica e le attività di commercializzazione sul mercato all'ingrosso di energia elettrica.

Oltre alle attività svolte in questo settore da AEM S.p.A. e dalle sue controllate AEM Trading S.r.l. ed AEM Energia S.p.A., comprende, per la quota di competenza del Gruppo AEM, anche le attività relative ad Edipower S.p.A. ed al settore Energia Elettrica del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi).

In particolare, le società o attività rappresentate da tale settore riguardano:

AEM S.p.A. e sue controllate

- **Area Produzione AEM S.p.A.** È l'unità organizzativa della Capogruppo che si occupa della gestione tecnica degli impianti termoelettrici ed idroelettrici di proprietà di AEM S.p.A.. L'attività di dispacciamento economico dell'energia prodotta da tali centrali è delegata alla società controllata AEM Trading S.r.l. sulla base di appositi contratti che regolano, sia dal punto di vista economico che giuridico, i rispettivi ruoli e responsabilità. In base a questi contratti l'Area Produzione di AEM S.p.A. si è assunta la responsabilità di gestire, dal punto di vista tecnico, gli impianti produttivi, garantendo la produzione di energia elettrica sulla base di piani di dispacciamento definiti da AEM Trading S.r.l.. A quest'ultima società sono delegate invece le responsabilità operative ed economiche inerenti l'acquisto di combustibili per la produzione termoelettrica e alla vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta.
- **Area Energia Elettrica AEM Trading S.r.l.** Opera nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, svolgendo anche attività di "energy portfolio management". La società è titolare di contratti per l'utilizzo della capacità produttiva installata presso le centrali di generazione elettrica di AEM S.p.A. e di Edipower S.p.A.. La società opera direttamente sui mercati organizzati dal Gestore del Mercato S.p.A. (IPEX), è attiva nella commercializzazione dell'energia elettrica mediante contratti bilaterali con altri operatori ed effettua acquisti e vendite sui mercati esteri. Nell'ambito dell'attività di portfolio management, AEM Trading S.r.l. è inoltre responsabile della copertura del fabbisogno di energia elettrica di AEM Energia S.p.A..
- **Area Energia Elettrica AEM Energia S.p.A.** Si occupa della vendita di energia elettrica ai clienti finali idonei.

Società consolidate proporzionalmente

- **Edipower S.p.A.**. La società, consolidata proporzionalmente in misura diretta da AEM S.p.A. al 20%, è proprietaria di centrali termoelettriche ed idroelettriche per la produzione di energia elettrica. Edipower S.p.A. ha sottoscritto con i soci operativi contratti per il dispacciamento economico dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti.

In base a tali contratti la società si occupa esclusivamente della gestione tecnica degli impianti, garantendo la produzione sulla base di piani di dispacciamento definiti dai soci operativi. Per AEM, tali contratti sono stati sottoscritti da AEM Trading S.r.l..

- **Area Energia Elettrica Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi)**. I risultati del settore Energia Elettrica del Gruppo TdE/Edison sono consolidati proporzionalmente al 50% (limitatamente al primo trimestre dell'anno 2006) ed includono le attività di produzione e di vendita di energia elettrica svolta da Edison S.p.A. e dalle sue controllate. Include anche i risultati di Edipower S.p.A., consolidata proporzionalmente al 50% da Edison S.p.A.. Rispetto ai dati del settore Energia Elettrica riportati nel bilancio consolidato del Gruppo TdE/Edison, è stata scorporata l'attività di trasmissione di energia elettrica svolta da Edison Rete S.p.A., che è stata inclusa nel settore Reti e Mercati Regolamentati.

Quadro normativo e tariffario

AREA PRODUZIONE

Impianti idroelettrici

La legge finanziaria 2006, approvata il 22 dicembre 2005, ha previsto alcune modifiche in merito alla normativa sulle concessioni idroelettriche definita con D.Lgs. 79/99:

- tutte le grandi concessioni di derivazione idroelettrica vengono prorogate di dieci anni rispetto alle date di scadenza previste dal D.Lgs. 79/99; la proroga è condizionata alla realizzazione di "congrui interventi di ammodernamento degli impianti". I concessionari che intendono avvalersi della proroga devono versare per quattro anni, a decorrere dal 2006, un canone aggiuntivo annuo, pari a 3.600 Euro per MW di potenza nominale installata;
- le concessioni devono essere assegnate a seguito di gara pubblica. È stato abrogato il comma 12.3 del D.Lgs. 79/99, che prevedeva un diritto preferenziale, al fine del rilascio della concessione, a vantaggio del concessionario precedente.

Con decreto del Ministero dell'Ambiente, è stato determinato l'aumento, per il biennio 2006-2007, del sovraccanone annuo dovuto dai concessionari di derivazioni d'acqua per produzione di forza motrice con potenza nominale media superiore a 220 kW.

Modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivazione alla produzione di energia elettrica da fotovoltaico

Facendo seguito alla consultazione aperta in luglio 2005, l'Autorità ha emanato il provvedimento n. 28/06, che regola le condizioni tecnico economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387/03.

La deliberazione sostituisce il provvedimento n. 224/00, che aveva disciplinato tali condizioni, a partire dal gennaio 2001, con riferimento ai soli impianti *fotovoltaici* con potenza nominale non superiore a 20 kW, ed estende tale modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta a tutte le altre fonti rinnovabili e ai clienti del mercato libero, che ne erano esclusi ai sensi dell'art. 2.2 della precedente norma.

Regole per il dispacciamento

La deliberazione n. 168/03, che regola il servizio di dispacciamento secondo il merito economico degli impianti di produzione di energia elettrica, dispone che il GRTN (Terna dal 1° novembre) sottoponga all'Autorità, per l'approvazione, uno *schema di regole per il dispacciamento*, che erano state approvate dall'Autorità con delibera n. 253/04.

Con Deliberazione n. 20/06 l'Autorità ha approvato le modifiche allo schema di regole per il dispacciamento di merito economico proposte da Terna al fine di recepire quanto previsto dall'AEEG con deliberazione n. 168/03 in materia di stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema, specificando le condizioni tecniche e procedurali di utilizzo delle unità di produzione e di pompaggio strategiche.

Terna ha infatti sottoposto all'Autorità una modalità semplificata per la gestione operativa della presentazione delle offerte di tali unità di produzione, e ha proposto che alle offerte di vendita relative a tali unità presentate nel mercato del giorno prima o nel mercato di aggiustamento sia riconosciuta la massima priorità di dispacciamento. Terna ha infine proposto una modifica al prezzo relativo alle offerte in acquisto e vendita di tali unità di produzione.

Con deliberazione n. 226/05 l'Autorità ha precisato i contenuti dei servizi di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale ai fini della regolazione delle attività inerenti tali servizi a partire dall'1 novembre 2005.

A decorrere da tale data, infatti, in attuazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004, la società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. ha trasferito in capo alla società Terna S.p.A. le attività, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi inerenti le attività di gestione della rete elettrica di trasmissione nazionale. Restano in capo al Gestore della Rete i diritti e le obbligazioni relativi alla compravendita di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.Lgs. n. 79/99, e di gestione dei meccanismi incentivanti delle fonti rinnovabili di cui all'art. 11 dello stesso Decreto Legislativo, nonché dei meccanismi di cui al decreto legislativo n. 387/03 per la parte di propria competenza. Il provvedimento dispone inoltre che, a partire dalla stessa data, è applicabile il Codice di Trasmissione e dispacciamento, proposto dal Gestore e approvato dall'Autorità con deliberazione n. 79/05.

Con deliberazione n. 138/05 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti relativi alle condizioni per la gestione della priorità di dispacciamento degli impianti di produzione a fonti rinnovabili, in situazione di criticità del sistema elettrico nazionale.

Il provvedimento è finalizzato all'esame e alla risoluzione delle problematiche per l'operatività di tali impianti, segnalate all'Autorità nel corso del 2005 da diversi operatori e riconducibili, come segnalato dal GRTN, al servizio di dispacciamento erogato ai medesimi.

Emissions Trading

Ai sensi della Direttiva Europea 2003/87/CE, gli Stati Membri devono provvedere affinché dal 1° gennaio 2005 nessun impianto eserciti attività che comportano emissioni in atmosfera di CO₂, a meno che il gestore sia munito di una autorizzazione rilasciata da autorità competente, che contenga l'obbligo di restituire diritti o quote per l'emissione di una tonnellata di anidride carbonica in misura pari alle emissioni effettivamente rilasciate in ciascun anno solare.

La Legge Comunitaria del 2004 ha delegato il Governo ad adottare un decreto legislativo di recepimento della Direttiva, nel rispetto di una serie di principi e criteri direttivi.

Nelle more dell'attuazione del provvedimento, il Governo aveva dettato disposizioni urgenti per l'applicazione del sistema con decreto legge n. 273/04, ed emanato due decreti ministeriali per l'implementazione dello stesso.

Ai sensi del disposto di tali provvedimenti, i produttori termoelettrici (nonché gli operatori degli altri settori industriali interessati dall'applicazione della direttiva) hanno potuto presentare richiesta di autorizzazione ad emettere gas serra: con riferimento al Gruppo AEM si segnala che sono state presentate richieste di autorizzazione per le centrali Tecnocity, Famagosta (autorizzate con decreto del 28/12/04) e Cassano (autorizzata con decreto del 31/12/04).

L'implementazione del sistema in ogni Paese è formalmente subordinata all'approvazione del Piano di Allocazione Nazionale delle emissioni e alla preparazione dei registri delle emissioni. In data 23 febbraio 2006 l'Unione Europea ha ufficialmente approvato il Piano Nazionale di allocazione delle emissioni presentato dall'Italia. Conseguentemente, il Ministero dell'Ambiente ha emanato il decreto recante "Assegnazione e rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007" per settore e per impianto, che regola il trasferimento, la restituzione e la cancellazione delle quote. Con successivo decreto saranno assegnate le quote anche agli impianti dei nuovi entranti. Il rilascio, che avviene attraverso l'apposito registro tenuto dall'Apat, riguarda le quote 2005-2006 (entro il 28 febbraio 2007 saranno rilasciate quelle relative al 2007).

Il 16 febbraio il Ministero ha emanato il decreto relativo alla "Ricognizione delle autorizzazioni ad emettere gas ad effetto serra rilasciate con i decreti 2179, 2215/04 e 13/05 ai sensi del decreto legge 12 novembre 2004, n. 273, convertito in legge, con modifiche, dalla legge 30 dicembre 2004, n. 316".

In data 26 gennaio e 2 marzo, inoltre, il Ministero dell'Ambiente ha pubblicato:

- le "Disposizioni per la verifica delle comunicazioni delle emissioni previste dall'art. 14, paragrafo 3, della direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio", con cui si precisava come lo svolgimento dell'attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni fosse soggetto al rilascio di un riconoscimento da parte dell'Autorità Nazionale Competente (la Direzione Generale per la Ricerca Ambientale e lo Sviluppo);
- il decreto, a firma del direttore generale per la Ricerca ambientale e lo Sviluppo, Corrado Clini, recante il rilascio del riconoscimento delle attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni di gas serra.

Ai sensi di tali provvedimenti, entro la fine di marzo le imprese di produzione hanno denunciato al ministero dell'Ambiente le emissioni di anidride carbonica

prodotte dalle centrali nel 2005. Le certificazioni delle emissioni dovranno essere inserite nell'apposito registro per la vendita-acquisto sui mercati nazionale ed esteri delle quote.

Con riferimento al mercato nazionale si segnala che si registrano ritardi nell'implementazione, da parte del GME, della piattaforma ad hoc per il funzionamento del mercato delle quote di emissione di CO₂ (denominate "Certificati Neri"), collegata a quelle relative ai certificati verdi e bianchi.

Provvedimenti in materia di certificati verdi

Con Atto del 14 marzo 2006, n. 7/06, l'Autorità ha presentato al Parlamento e al Governo una segnalazione sull'articolo n. 267 dello schema del decreto legislativo attuativo delle disposizioni di cui alla Legge 15 dicembre 2004, n. 308, "*Delega al Governo per il riordino, il coordinamento e l'integrazione della legislazione in materia ambientale e misure di diretta applicazione*".

Tale articolo introduceva una serie di interventi e modifiche sulla vigente normativa relativa al settore elettrico che avrebbero comportano un incremento degli oneri generali gravanti sui consumatori e toccato elementi inerenti la sicurezza e l'equilibrio del sistema elettrico nazionale.

In particolare, l'Autorità aveva contestato:

- il comma 4, lettera a), dell'articolo, che prevedeva il dispacciamento da parte di Terna S.p.A. degli impianti alimentati da fonti rinnovabili assimilandoli alle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico;
- il comma 4, lettera c), dell'articolo, che riproponeva quanto già previsto all'art. 5, comma 9 del decreto 24/10/05, e cioè l'acquisto, nel caso di un eccesso di offerta di certificati verdi (CV), da parte del GRTN dei certificati in eccesso al prezzo massimo di riferimento;
- il comma 4, lettera d), dell'articolo, che riproponeva quanto già previsto dall'art. 11, comma 5 del decreto 24/10/2005 in relazione alla definizione del prezzo dell'energia elettrica ritirata ai sensi dell'articolo 13, comma 3, del D.Lgs n. 387/03.

L'effetto della nuova norma sarebbe stato un incremento del prezzo di cessione della suddetta energia di circa il 10%, che si ripercuoterebbe sulla tariffa dei clienti del mercato vincolato.

Il Governo il 29 marzo 2006 ha approvato un nuovo testo sulla delega ambientale, modificando l'art. 267 comma 4 come richiesto dall'Autorità.

L'articolo non è stato invece modificato per quanto riguarda il teleriscaldamento, che vi viene trattato in subordine rispetto alle fonti rinnovabili. Si segnala infatti che

la lettera c) del comma 4 dell'articolo dispone che i certificati verdi maturati ai sensi del disposto del comma 71 della legge Marzano siano utilizzati per assolvere all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99 solo a seguito del completo annullamento dei certificati maturati dai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili (come definite dall'art. 2, comma 1, lettera a), del decreto n. 387/03).

Ai sensi della lettera d) del comma 4 dell'articolo la durata del periodo di validità dei certificati verdi è prolungata a dodici anni.

Il 3 aprile la nuova versione del Codice dell'Ambiente è stata sottoscritta dal Presidente della Repubblica.

Vendita

La legge di riordino del settore energetico approvata il 30 luglio (legge 239/04) ha recepito la direttiva Europea 2003/54/CE prevedendo che, a decorrere dal 1° luglio 2004, sia cliente idoneo ogni cliente finale non domestico e che, a decorrere dal 1° luglio 2007, sia cliente idoneo ogni cliente finale.

AREA TRADING

Provvedimenti in materia di importazioni

Con deliberazione n. 269/05, in attuazione del disposto del decreto firmato dal MAP in data 13 dicembre 2005 – *Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, per l'anno 2006* – l'Autorità ha approvato le disposizioni per l'anno 2006 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero e per l'assegnazione di coperture dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra zone del mercato elettrico italiano ed adiacenti zone estere. Il provvedimento riguarda il 50% della capacità di importazione nella disponibilità del gestore di rete italiano (ad esclusione della capacità riservata all'esecuzione dei contratti pluriennali dell'Enel relativi alla fornitura al mercato vincolato pari a 2.000 MW) sulle frontiere elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia mentre il restante 50% è assegnato secondo altre regole disposte dai singoli Stati confinanti.

Si segnala che il decreto ministeriale ha riservato all'Acquirente Unico coperture per il rischio di prezzo relativamente al 26% della capacità assegnabile (pari nel complesso a 2.550 MW), mentre la quota residua viene assegnata al mercato libero.

L'Autorità ha proseguito il cammino nell'attuazione evolutiva del Regolamento n. 1228/2003 della Commissione Europea. Perciò, per il 2006 sono stati previsti meccanismi di mercato sia per la gestione delle congestioni (facendo ricorso al mercato del giorno prima della borsa elettrica), sia per l'assegnazione di coperture sul differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione (volte a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione). Il provvedimento adottato dall'Autorità per l'anno 2006 consente il raggiungimento di molteplici obiettivi, tra i quali vale la pena ricordare:

- la piena attuazione di meccanismi di mercato mediante l'adozione contestuale di due aste competitive (una implicita e l'altra esplicita) coerentemente a quanto emerge dagli orientamenti della Commissione Europea per l'attuazione del citato regolamento;
- l'incremento di efficienza nell'allocazione che si traduce in segnali economici atti alla valorizzazione della capacità di trasporto per le forniture dall'estero;
- l'utilizzo dei proventi delle aste a beneficio dei clienti finali italiani, coerentemente con le disposizioni del regolamento e già in corso d'anno a cui le assegnazioni si riferiscono (2006).

Si segnala, inoltre, che con decreto del 23 dicembre 2005 il MAP ha stabilito direttive all'Acquirente Unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione, per l'anno 2006, fissando il prezzo massimo di cessione all'AU dell'elettricità importata dall'Enel in virtù dei contratti pluriennali a 66 euro/MWh.

A dicembre il gestore della rete elettrica francese (RTE) ha messo all'asta la capacità di importazione in Italia, compresa la quota dei contratti pluriennali di importazione stipulati da Enel, che ha contestato tale decisione. I risultati delle assegnazioni da parte di Terna S.p.A. alla frontiera con la Francia risulteranno infatti provvisori fino al momento in cui non verrà raggiunto l'accordo sulla controversia in atto.

Il 29 dicembre, l'AU ha bandito le aste per l'acquisto di elettricità di importazione per il 2006.

Provvedimenti in materia di energia CIP 6

Con decreto del 5 dicembre, il MAP ha stabilito un prezzo di assegnazione dell'energia CIP 6 per il 2006 pari a 55,50 euro/MWh. La capacità assegnabile risulta nel complesso pari a 5600 MW ed è riservata per il 40% all'Acquirente Unico, mentre la quota residua viene assegnata ai clienti del mercato libero.

Provvedimenti in materia di funzionamento della borsa elettrica e di controllo del potere di mercato

Funzionamento della Borsa Elettrica

La Borsa Elettrica è divenuta operativa il 1° aprile 2004, come stabilito dall'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Con atto del 1° aprile 2005, il Ministero delle Attività Produttive ha fissato al 30 giugno 2005 la data di avvio a regime della domanda in Borsa Elettrica.

La Borsa Elettrica, organizzata e gestita dal GME, è un mercato non obbligatorio: la partecipazione alle sessioni di mercato (mercato del giorno prima – MGP e mercato di aggiustamento – MA) è facoltativa, in quanto i produttori possono cedere l'energia attraverso contratti bilaterali fisici conclusi all'esterno della Borsa.

L'unico vincolo di partecipazione previsto per tutti gli impianti (sia per quelli che destinano la loro energia alla Borsa Elettrica sia per quelli che hanno stipulato contratti bilaterali) riguarda il mercato dei servizi di dispacciamento (o MSD), la partecipazione al quale è obbligatoria per le unità di produzione abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento (sia a programma che in tempo reale ovvero in sede di esecuzione di ordini di bilanciamento su chiamata del GRTN).

Dal punto di vista operativo, entro le 9.00 del mattino, il soggetto titolare di un'unità di produzione che abbia deciso di vendere la propria energia sulla Borsa Elettrica prende parte alle sessioni di mercato che prevedono l'invio al GME via internet di offerte orarie con l'indicazione del prezzo e delle quantità che l'operatore intende produrre per il giorno successivo. Nondimeno, qualora l'unità di produzione abbia sottoscritto un contratto bilaterale fisico, dovrà inviare al GRTN, tramite la cosiddetta "piattaforma dei bilaterali" (*ad hoc* predisposta), il proprio programma di immissione per il giorno seguente.

Successivamente al *closing* del Mercato del Giorno Prima (MGP), il GME, con riferimento alle offerte orarie quantità/prezzo ricevute, determina l'ordine di merito degli impianti chiamati a produrre per soddisfare il fabbisogno del giorno seguente, al netto della quota parte già coperta dai contratti bilaterali che sono trattati "a dispacciamento passante o prioritario".

Al termine della giornata – ovvero a chiusura delle sessioni del MA e del MSD – viene definito il cosiddetto "programma cumulato vincolante di immissione" da inviare al GRTN e da eseguire il giorno seguente. Il mancato rispetto di tale programma nel "tempo reale" (il giorno di flusso) da parte del titolare dell'impianto comporta il pagamento dei cosiddetti "oneri di sbilanciamento" al GRTN.

Con l'ingresso della domanda nel mercato, il fabbisogno atteso di energia per ogni ora del giorno successivo è espresso direttamente dai consumatori (o dai loro fornitori) attraverso offerte orarie di acquisto sul Mercato Elettrico.

In tale contesto, anche i programmi orari di consumo (come quelli di produzione) sono determinati selezionando le offerte in ordine di merito economico (cioè in ordine di prezzo di acquisto decrescente), in maniera da garantire sia il soddisfacimento al minimo costo della domanda espressa dai consumatori, sia il rispetto dei vincoli di trasporto sulla rete stabiliti dal GRTN.

Il prezzo che in tal modo si genera sul mercato è unico per ciascuna ora delle 24 del giorno dopo. In presenza di vincoli di trasporto stringenti (le cosiddette congestioni), tuttavia, il mercato può separarsi in zone caratterizzate da prezzi di vendita differenti. Il produttore che vende energia elettrica al GME viene remunerato al prezzo registrato nella zona di mercato in cui è localizzata l'unità di produzione; il consumatore paga, invece, il prezzo unico nazionale (o PUN), pari alla media dei prezzi zionali ponderata sulla base dei consumi.

Con deliberazione n. 282/05, l'Autorità ha approvato la suddivisione in zone della rete rilevante in vigore a partire dall'1 gennaio 2006 per un periodo di durata non inferiore a tre anni, proposta per l'approvazione da Terna S.p.A., in considerazione dell'entrata in servizio, prevista per l'anno 2006, di nuovi impianti di produzione di energia elettrica e di nuove linee.

Con deliberazione n. 5/06 l'Autorità ha disposto, con decorrenza 1° gennaio 2006, una ridefinizione delle macrozone (specifici insiemi di zone che rappresentano i mercati geografici rilevanti in cui è suddiviso il mercato rilevante dell'energia elettrica all'ingrosso), prevedendo che la zona Calabria sia inclusa nella macrozona D e non più nella macrozona B.

Il provvedimento segue la comunicazione all'Autorità, ai sensi della deliberazione n. 176/05, da parte della società Gestore della rete (ora Terna S.p.A.), della prevista entrata in esercizio per l'anno 2006 dell'elettrodotto in altissima tensione Rizziconi-Laino, che modificherà significativamente il limite di trasporto tra il polo di produzione limitata di Rossano Calabro e la zona Calabria e quello tra la zona Calabria e la zona Sicilia.

Dal momento che la deliberazione n. 50/05 prevede che alcuni indici per il monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica siano definiti con riferimento alle macrozone, al fine di ottenere insiemi di informazioni coerenti per il monitoraggio del mercato all'ingrosso, rispettivamente, dell'anno 2005 e degli anni successivi, il provvedimento dispone infine la decorrenza retroattiva (1° gennaio 2006) delle modifiche introdotte.

Controllo del potere di mercato

A seguito di consultazione, con deliberazione n. 212/05 l'Autorità ha definito misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elet-

trica per l'anno 2006 rivolte agli operatori pivotali del sistema (Enel ed Endesa). Il meccanismo ideato prevede che gli operatori pivotali – qualora non concludano entro il 15 novembre 2005 “contratti con copertura senza natura di opzione” con controparti selezionate attraverso procedure non discriminatorie, per l'ammontare di capacità produttiva oraria per la quale risultino, per ogni ora, capaci di determinare il prezzo sul mercato – debbano cedere a terzi attraverso contratti di tipo Virtual Power Plant parte della propria capacità produttiva.

Enel ha presentato ricorso contro tale provvedimento. L'ordinanza di sospensione deliberata dal TAR Lombardia è peraltro stata a sua volta sospesa da parte del Consiglio di Stato. Enel ha, quindi, avviato le procedure per la messa all'asta di capacità virtuale, in ottemperanza a quanto previsto dalla delibera.

Provvedimenti in materia di vendita all'Acquirente Unico di energia destinata al mercato vincolato e di assegnazione di CCC

Per quanto concerne gli approvvigionamenti relativi al 2006, l'AU ha bandito una prima asta per contratti differenziali cosiddetti “a due vie” (assimilabili a contratti swap: si scambia un prezzo fisso con un prezzo variabile) in data 28 ottobre 2005 (prodotto di tipo *base load*) ed una seconda asta (prodotto di tipo *peak*) in data 14 novembre, avendo come riferimento la copertura rispetto ai prezzi della macrozona “Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna”. In tale seconda asta, AEM Trading è risultata assegnataria di contratti *peak* per una potenza di 400 MW per il primo ed il terzo trimestre, di 425 MW per il secondo e di 250 MW per il quarto trimestre.

Nove soggetti, con un'offerta complessiva di 69 bande (1.725 MW) per il 1° trimestre, 39 bande (975 MW) per il 2° trimestre, 15 bande (375 MW) per il 3° trimestre, 24 bande (600 MW) per il 4° trimestre, hanno partecipato ad una terza asta per contratti differenziali 2006. AEM Trading è risultata assegnataria per 25 MW nel secondo trimestre e per 250 nel quarto.

Si segnala infine che Terna ha pubblicato i risultati delle assegnazioni di CCC (coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto) di tipo “*base load*” e “*peak load*” con validità annuale relativi al 2006: AEM Trading è risultata assegnataria di CCC “*base load*” relativi alla zona Nord ed alla Sicilia. Non sono ancora stati assegnati i CCC con validità mensile.

Nel 2005, AEM Trading era risultata assegnataria di CCC con validità annuale e con validità mensile relativamente alla zona Nord.

Dati quantitativi

milioni di kWh	31.03.2006	31.03.2005	Variazione	% 06/05
FONTI				
AEM				
Produzione Netta	2.901	2.318	583	25,2%
– termoelettrica	966	667	299	44,8%
– idroelettrica	373	422	(49)	-11,6%
– da impianti Edipower	1.562	1.229	333	27,1%
Acquisti da altri produttori (1)	417	450	(33)	-7,3%
Totale fonti AEM	3.318	2.768	550	19,9%
Edison (2)				
Produzione Netta	6.606			
– termoelettrica	4.306			
– idroelettrica	235			
– eolica	79			
– da impianti Edipower	1.986			
Acquisti da altri produttori e scambi	1.673			
Totale fonti Edison	8.279			
TOTALE FONTI	11.597	2.768	8.829	ns
USI				
AEM				
Vendite dirette a clienti idonei e grossisti	1.305	1.653	(348)	-21,1%
Vendite in Borsa	1.962	1.115	847	76,0%
Export	51	–	51	
Totale usi AEM	3.318	2.768	550	19,9%
Edison (2)				
Vendite dirette a clienti idonei e grossisti	4.921			
Vendite in Borsa	542			
Produzione dedicata CIP-6	2.793			
Export	24			
Totale usi Edison	8.279			
TOTALE USI	11.597	2.768	8.829	ns

(1) Esclude acquisti da Acquirente Unico destinati al mercato vincolato.

(2) Dati pari al 50% di quelli relativi al periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

Nel primo trimestre 2006 la produzione di energia elettrica complessiva del Gruppo è stata pari a 9.507 GWh, a cui si aggiungono acquisti per 2.090 GWh, per

una disponibilità complessiva di 11.597 GWh. I dati includono, per il solo 2006, anche la quota di competenza (50%) degli impianti e degli acquisti di Edison, essendo il Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi) incluso nel perimetro di consolidamento del Gruppo AEM solamente a partire dal quarto trimestre dell'anno 2005.

La disponibilità di energia elettrica è stata destinata quanto a 6.226 GWh alla vendita a clienti finali idonei, grossisti e traders, quanto a 2.504 GWh alle vendite in Borsa, quanto a 2.793 GWh a vendite al GRTN relative agli impianti di produzione CIP-6 di Edison e per 75 GWh a vendite sul mercato estero.

In considerazione della discontinuità rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente creata dall'inclusione della quota di competenza del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), i commenti relativi alle variazioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente saranno limitati esclusivamente all'attività svolta da AEM S.p.A. e dalle sue controllate dirette.

L'incremento della produzione termoelettrica delle centrali AEM è stata pari al 44,8% grazie all'entrata in esercizio del nuovo gruppo a ciclo combinato della centrale di Cassano. La produzione di energia idroelettrica degli impianti AEM in Valtellina è risultata invece in calo dell'11,6% per l'effetto di strategie produttive di gestione dei serbatoi ed a causa di una minore disponibilità di acqua negli invasi. La produzione delle centrali di proprietà Edipower è risultata complessivamente superiore a quella del medesimo periodo dell'anno precedente (+27,1%) per effetto soprattutto dell'avvio delle centrali alimentate ad olio combustibile in applicazione del decreto sull'"emergenza gas". La produzione di competenza AEM legata all'emergenza gas è stata di circa 400 GWh.

Le maggiori produzioni AEM hanno permesso una riduzione del 7,3% degli acquisti effettuati in Borsa e da soggetti terzi rispetto al primo trimestre dell'anno precedente. La maggior fonte di approvvigionamento è risultata l'acquisto da altri operatori nazionali per 209 GWh (inclusi i prelievi a titolo di sbilanciamenti negativi), seguiti da acquisti sulla Borsa Elettrica per 82 GWh e da importazioni per 22 GWh. Il dato comprende inoltre 104 GWh per acquisti di energia elettrica su mercati esteri destinati alla rivendita sugli stessi mercati (90 GWh nel 2005).

Con riferimento alle destinazioni, si segnala che nel primo trimestre 2006 le vendite in Borsa sono cresciute del 76,0% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente, raggiungendo i 1.962 GWh, in parte per effetto della sopraccitata "emergenza gas", mentre si sono ridotte di circa il 21,1% le vendite dirette ai clienti finali idonei e grossisti, che sono ammontate a 1.305 GWh, inclusive di vendite sui mercati esteri per 104 GWh.

Eventi di rilievo

Relativamente ai principali eventi del primo trimestre 2006 riferiti al settore Energia Elettrica, si segnala che:

- a seguito della cosiddetta “emergenza gas” è stato autorizzato il riavvio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentabili con olio combustibile. Lo stesso decreto ha inoltre affidato a Terna S.p.A. il dispacciamento degli stessi e di quelli alimentati con fonti rinnovabili. Tale decreto ha comportato la gestione da parte di Edipower in autonomia, e al di fuori del contratto di *tolling*, di alcuni gruppi delle centrali di Sermide, Turbigo e San Filippo, tra il 27 gennaio ed il 24 marzo 2006, il cui dispacciamento è stato gestito direttamente da Terna S.p.A.;
- nel mese di gennaio 2006 è iniziato l’esercizio commerciale della nuova unità a ciclo combinato da 380 MW (gruppo 6) della centrale termoelettrica di Cassano d’Adda (di proprietà di AEM S.p.A. al 75% e di ASM Brescia al 25%). In particolare il 18 gennaio 2006 l’impianto ha immesso in rete, per la prima volta, 1.000 MW elettrici;
- nel mese di gennaio 2006 è entrato in esercizio commerciale il nuovo CCGT (788 MW + 49 MW di post-combustione) della centrale di Piacenza di proprietà di Edipower, dopo il completamento collaudi nel mese di dicembre 2005;
- sono iniziati i lavori per la realizzazione nella centrale di Turbigo, di proprietà Edipower, di un nuovo ciclo combinato da 800 MW;
- il 9 febbraio 2006 è stato inaugurato a Ripabottoni, in provincia di Campobasso, il nuovo parco eolico da 16 MW di proprietà di Edison. In totale Edison dispone ora di 24 campi eolici per una potenza complessiva installata di circa 260 MW.

Dati economici

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005	Var.
Ricavi	1.195	227	968
Risultato Operativo Lordo	266	78	188
% su Ricavi	22,3%	34,4%	
Ammortamenti e Accantonamenti	(81)	(19)	(62)
Risultato Operativo Netto	185	59	126
% su Ricavi	15,5%	26,0%	
Investimenti	46	26	20

Nel primo trimestre dell’esercizio 2006, considerando anche la quota di competenza AEM del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), i ricavi del settore Energia

Elettrica sono stati pari a 1.195 milioni di euro, con un risultato operativo lordo di 266 milioni di euro che, dopo ammortamenti ed accantonamenti pari a 81 milioni di euro, ha determinato un risultato operativo netto di 185 milioni di euro.

In considerazione del fatto che il perimetro di consolidamento del primo trimestre dell'esercizio 2006 non è confrontabile con quello dello stesso periodo dell'anno precedente, si riporta di seguito il contributo al settore in esame sia di AEM S.p.A. e delle sue controllate, che delle società consolidate proporzionalmente, tra cui il Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), che rappresenta l'elemento di discontinuità rispetto ai dati 2005.

milioni di euro	AEM (1)		Edipower (2)		Edison (3)		Elisioni		Energia Elettrica	
	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05
Ricavi	304	227	83	44	893		(85)	(44)	1.195	227
Risultato Operativo Lordo	103	59	21	19	142				266	78
% su Ricavi	33,9%	26,0%	25,3%	43,2%	15,9%				22,3%	34,4%
Ammortamenti e accantonamenti	(8)	(8)	(14)	(11)	(59)				(81)	(19)
Risultato Operativo Netto	95	51	7	8	83				185	59
% su Ricavi	31,3%	22,5%	8,4%	18,2%	9,3%				15,5%	26,0%
Investimenti	9	16	7	10	30				46	26

- (1) Include Area Produzione AEM S.p.A. ed Aree Energia Elettrica di AEM Trading S.r.l. e AEM Energia S.p.A..
- (2) Relativo solo al 20% consolidato direttamente da AEM S.p.A..
- (3) Area Energia Elettrica Gruppo TdE/Edison con esclusione attività di trasmissione. Consolidata al 50% per il periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

AEM

L'incremento dei ricavi netti dai 227 milioni di euro del primo trimestre 2005 ai 304 milioni di euro del primo trimestre del 2006 (+34%), deriva prevalentemente dalla crescita dei prezzi medi di vendita, dovuta al trasferimento sugli stessi del maggior costo del combustibile e dalla contestuale crescita dei volumi di energia elettrica venduta.

I ricavi includono, tra l'altro, eccedenze di certificati verdi con validità 2005 e 2006 e la valorizzazione delle eccedenze dei diritti di emissione.

Il risultato operativo lordo del primo trimestre 2006 è stato pari a 103 milioni di euro in crescita di circa il 75% rispetto ai 59 milioni di euro dello stesso periodo

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

dell'esercizio precedente. Anche in rapporto ai ricavi netti il risultato operativo lordo registra un miglioramento rispetto al 2005, passando dal 26% al 34%.

L'incremento del risultato operativo lordo è principalmente dovuto a:

- il miglioramento dei margini sull'energia elettrica venduta per circa 24 milioni di euro, legato ad un più favorevole mix di vendita/approvvisionamento;
- il contributo dei certificati verdi per circa 8 milioni di euro;
- il contributo della valorizzazione dei diritti di emissione per circa 6 milioni di euro;
- l'effetto negativo della contabilizzazione ad integrazione dei ricavi, come previsto dai principi IAS, del *fair value* dei contratti differenziali sottoscritti con l'Acquirente Unico per 3,3 milioni di euro, e che, pur essendo di copertura economica, non sono considerati *IAS compliant*;
- il margine realizzato dalla vendita di combustibili per circa 9 milioni di euro.

Gli ammortamenti ed accantonamenti del settore sono pari a 8 milioni di euro, in linea con l'anno precedente.

Per effetto delle dinamiche sopra illustrate il risultato operativo netto del primo trimestre dell'anno è quindi passato da 51 milioni di euro del 2005 a 95 milioni di euro del 2006, con una crescita dell'86%, raggiungendo il 31% del totale dei ricavi (23% nel 2005).

Gli investimenti sono stati pari a 9 milioni di euro ed hanno riguardato:

- per 4 milioni di euro gli impianti di produzione idroelettrica, principalmente legati al proseguimento dei lavori relativi al potenziamento della centrale di Premadio (per la realizzazione della derivazione sinistra), all'installazione della nuova centralina presso la diga di San Giacomo e al rinnovamento di componenti elettromeccaniche;
- per 5 milioni di euro gli impianti di produzione termoelettrica, per i lavori di completamento del nuovo Gruppo 6 della centrale di Cassano d'Adda.

EDIPOWER

I volumi di energia elettrica prodotti da Edipower nel primo trimestre 2006 sono stati pari a circa 1.562 GWh, con un aumento del 27,1% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente principalmente per effetto dell'avvio delle centrali a olio combustibile sulla base del decreto sull'"emergenza gas" già citato in precedenza.

Il significativo incremento del fatturato, da 44 a 83 milioni di euro, è legato proprio alla produzione e vendita diretta sulla Borsa Elettrica di circa 400 GWh complessivi

in più, rispetto al 2005, sulla base dell'attuazione del *must run* di alcune centrali elettriche.

L'andamento del margine operativo lordo, in leggero aumento in termini assoluti ma con una forte riduzione a livello di incidenza percentuale sui ricavi, è legato alla presenza di energia elettrica prodotta utilizzando olio combustibile e venduta direttamente da Edipower, mentre solitamente il dispacciamento viene gestito dai *tollers*, e la società registra unicamente i ricavi di *tolling*. Da segnalare che il decreto sull'"emergenza gas" prevede che Terna S.p.A. definisca per gli impianti in *must run* i corrispettivi a reintegrazione degli eventuali maggiori costi sostenuti, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, tra i quali viene incluso anche l'onere delle compensazioni ambientali (*emission trading*).

Nel primo trimestre dell'esercizio 2006 sono proseguiti i lavori di costruzione del nuovo ciclo combinato da 800 MW nella centrale di Turbigio e le attività in cantiere relative all'intervento di sostituzione delle unità di generazione 1 e 2 (1ª fase) della Centrale di Mese.

TDE/EDISON (GRUPPO DELMI)

Nel primo trimestre dell'anno 2006 il settore Energia Elettrica del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi) di competenza di AEM ha registrato ricavi per 893 milioni di euro, con un margine operativo lordo pari a 142 milioni di euro, pari al 16% dei ricavi.

Il risultato operativo, dopo ammortamenti ed accantonamenti pari a 59 milioni di euro, è stato di 83 milioni di euro.

Nel periodo considerato, la quota di investimenti di competenza del Gruppo AEM è stata di 30 milioni di euro (inclusa la quota di competenza Edison degli investimenti Edipower, pari a 9 milioni di euro) ed ha riguardato:

- in ambito termoelettrico, la prosecuzione degli investimenti sui siti delle centrali da 800 MW di Torviscosa (UD), di Simeri Crichi (CZ), di Altomonte (CS) e gli investimenti sulle centrali di Turbigio (MI) e Mese (SO) di proprietà Edipower;
- in ambito eolico, gli investimenti nell'impianto "Parco eolico S. Bartolomeo" da 16 MW nel comune di Ripabottoni (CB), entrato in esercizio a febbraio 2006.

Gas e Calore

Il settore Gas e Calore include le attività di produzione ed acquisto del gas e quelle legate alla sua successiva rivendita sul mercato o al suo impiego nelle centrali termoelettriche del Gruppo. Include inoltre le attività di produzione e commercializzazione del calore mediante teleriscaldamento ed i servizi di gestione calore.

Oltre alle attività svolte in questo settore dalle controllate di AEM S.p.A. (AEM Trading S.r.l., AEM Energia S.p.A., AEM Gas S.p.A. e AEM Calore & Servizi S.p.A.), il settore comprende, per la quota di competenza del Gruppo AEM, anche le attività relative al settore Idrocarburi del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi) ed a Plurigas S.p.A..

Si segnala inoltre che a seguito dell'accordo per la cessione di Serenissima Energia S.r.l. ad ACSM Como i ricavi e costi della stessa sono stati registrati in una voce separata di "risultato da attività in via di cessione", sia per il primo trimestre 2005 sia per il primo trimestre 2006.

In particolare, le società o attività rappresentate da tale settore riguardano:

AEM S.p.A. e sue controllate

- **Area Gas AEM Trading S.r.l.** Si occupa degli acquisti di gas necessari a coprire i fabbisogni delle centrali termoelettriche di AEM S.p.A. e di Edipower S.p.A. (per la sola quota di competenza del Gruppo AEM), di cui cura il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta ed i fabbisogni per le vendite di gas effettuate da AEM Energia S.p.A..
- **Area Gas AEM Energia S.p.A.** Effettua la vendita di gas ai clienti finali.
- **Area Calore AEM Gas S.p.A.** È proprietaria degli impianti di cogenerazione di TecnoCity e di Famagosta (quartieri della città di Milano), di centrali termiche e di reti di teleriscaldamento collegate a tali impianti. Gli impianti di cogenerazione sono oggetto di contratti con AEM Trading S.r.l. che, a fronte del pagamento di un canone annuo, ha un diritto di utilizzo della capacità produttiva. L'utilizzo delle reti di teleriscaldamento e degli impianti termici sono invece oggetto di contratti con AEM Calore & Servizi S.p.A..
- **AEM Calore & Servizi S.p.A.** Opera nella commercializzazione di calore mediante reti di teleriscaldamento di proprietà di AEM Gas S.p.A. e nei servizi di gestione calore. Svolge anche un'attività nel settore del facility management, divenuta marginale a seguito della cessione del ramo d'azienda Nazionale a Cofathec avvenuta il 1° aprile 2005.

Società consolidate proporzionalmente

- **Settore Idrocarburi Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi).** I risultati del settore Idrocarburi del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi) sono consolidati proporzionalmente al 50% (limitatamente al primo trimestre dell'anno 2006) ed includono le attività di produzione, approvvigionamento e vendita di gas svolta da Edison S.p.A. e dalle sue controllate. Rispetto ai dati del settore Idrocarburi riportati nel bilancio consolidato del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), sono state scorporate le attività di distribuzione e di stoccaggio svolta rispettivamente da Edison DG S.p.A. e da Edison Stoccaggio S.p.A., che sono state incluse nel settore Reti e Mercati Regolamentati.
- **Plurigas S.p.A..** La società, consolidata proporzionalmente da AEM S.p.A. al 40%, opera sul mercato all'ingrosso del gas naturale, stipulando contratti d'acquisto volti prioritariamente a coprire i fabbisogni dei propri soci (AEM S.p.A., AMGA S.p.A. ed ASM Brescia S.p.A.). La società fornisce servizi di *shipping* ed è attiva anche nella vendita di gas a grossisti e grandi utilizzatori finali.

Quadro normativo e tariffario

VENDITA DI GAS AI CLIENTI FINALI

Regime tariffario

Il DPCM 31 ottobre 2002 attribuisce all'Autorità il compito di "definire, calcolare e aggiornare le tariffe relative ad elettricità e gas, anche successivamente all'apertura dei mercati ai clienti idonei, al fine di consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato da parte degli utenti finali che si trovano nella condizione di cliente vincolato".

Nella convinzione che il mercato non sia sufficientemente maturo da garantire condizioni concorrenziali tali da permettere ai consumatori una scelta sufficientemente ampia di offerte contrattuali tra cui vagliare le più vantaggiose, l'Autorità ha stabilito che le società di vendita di gas debbano obbligatoriamente offrire, accanto a proprie condizioni economiche, anche un prezzo definito sulla base di criteri fissati dall'Autorità stessa con deliberazione n. 138/03 (parzialmente modificata con deliberazione n. 27/04). Il prezzo finale offerto si articola nelle seguenti componenti: componente di distribuzione, componenti di trasporto e stoccaggio, corrispettivo variabile relativo alla commercializzazione all'ingrosso, corrispettivo variabile relativo alla vendita al dettaglio.

Viene, inoltre, previsto un sistema di compensazione che garantisca, negli ambiti con bassi consumi medi annui per cliente, un graduale impatto degli effetti derivanti dall'applicazione delle nuove condizioni economiche.

Al fine di verificare il grado di concorrenza del mercato, l'Autorità ha concluso con delibera n. 31/06 il procedimento, avviato con delibera n. 48/05, di revisione delle disposizioni di cui all'art. 14, comma 1 della delibera n. 138/03. Nell'ambito del procedimento, sono stati acquisiti elementi e informazioni che hanno permesso di delineare un quadro aggiornato dell'attuale grado di concorrenza nel mercato della vendita del gas naturale ai clienti finali. Date le notevoli criticità emerse sotto il profilo concorrenziale, l'Autorità non ha ritenuto che vi fossero i presupposti per una modifica o revoca del meccanismo di tutela regolatoria, ma che, piuttosto, fosse necessario continuare a monitorare l'evoluzione del grado di apertura alla concorrenza del mercato della vendita del gas naturale.

L'Autorità, poi, partendo dalle conclusioni al rapporto "Situazione del mercato della vendita del gas naturale ai clienti finali in Italia", allegato alla delibera n. 31/06, ha, nell'esercizio della sua funzione consultiva e di segnalazione al Parlamento e al Governo, formulato osservazioni e proposte, di cui alla segnalazione del 15 febbraio, atto n. 2/06, per interventi finalizzati allo sviluppo della concorrenza nella fase della vendita del gas naturale ai clienti finali e alla tutela degli interessi dei consumatori.

Nella segnalazione si evidenzia, da un lato, la dominanza che l'*incumbent* Eni, ha esercitato, e continua ad esercitare su tutte le infrastrutture di importazione di gas verso il nostro Paese, tali da causare forti condizionamenti per l'intera filiera del gas. Dall'altro lato, si delinea una struttura dell'offerta ai clienti finali frammentata e a carattere locale.

Gli elementi raccolti, seppure mostrano un timido segnale di apertura, disegnano un quadro complessivo caratterizzato da forti criticità nella fase di vendita ai clienti finali, tali da rendere necessari interventi in grado di favorire il confronto competitivo tra venditori.

Con deliberazione n. 68/06, è stato definito, per il periodo 1° aprile 2006-31 marzo 2007, il valore della componente tariffaria di stoccaggio (QS), con riferimento alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale previste dalla deliberazione n. 138/03. Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha disposto che venisse ricalcolato, anche in ragione dell'esito del contenzioso amministrativo insorto in merito all'aggiornamento della componente materia prima, la componente QS per il periodo 1° aprile 2005-31 marzo 2006, rimandando però a successivo provvedimento le modalità di conguaglio.

Con riferimento alle condizioni economiche di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03, per il periodo 1° ottobre 2005-30 settembre 2006, è stato definito, con deliberazione n. 205/05, il corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti.

A seguito delle modifiche, apportate con delibera n. 248/04, alle modalità di aggiornamento della componente materia prima nell'ambito delle condizioni economiche di fornitura di gas e della previsione dell'obbligo di inserimento nei contratti di compravendita all'ingrosso di una clausola di salvaguardia, i ricorsi presentati da numerosi operatori al TAR per la Lombardia, sono stati accolti, con il conseguente annullamento della deliberazione n. 248/04.

La motivazione su cui il Tar ha fondato la sua posizione parte dall'assunto secondo il cui le attività pienamente liberalizzate sarebbero, in quanto tali, sottratte alla regolazione, mettendo, così, in discussione i poteri stessi di regolazione dell'Autorità.

Il Consiglio di Stato, dopo essersi pronunciato lo scorso 21 marzo, accogliendo l'appello dell'Autorità e rigettando la sentenza del TAR Lombardia di annullamento della delibera 248/04, riferita al solo ricorso promosso da Hera Trading, ha rinviato ogni decisione relativa agli altri appelli all'udienza di merito, fissata per il 6 giugno 2006. A tale proposito, il Presidente ha invitato l'Autorità a rinunciare a tutte le istanze di sospensiva, vista la pregiudiziale di improcedibilità per deposito tardivo sollevata da alcune delle imprese appellate, la complessità della questione e il mancato beneficio per tutte le parti del susseguirsi di decisioni provvisorie che non danno alcuna certezza definitiva in materia.

In pendenza del giudizio di merito del Consiglio di Stato, l'Autorità ha, con deliberazione n. 298/05, aggiornato per il trimestre gennaio-marzo 2006 le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, ricalcolando l'indice dei prezzi di riferimento per tutto l'anno 2005 in base alle modalità di cui alla delibera n. 248/05. Contro la delibera n. 298/05 è stato proposto ricorso da parte di diversi operatori, su cui il Tar si è pronunciato con ordinanza, sospendendo, in via cautelare, l'efficacia del provvedimento in pendenza del giudizio di merito sulla delibera n. 248/04. A seguito del ricorso in appello da parte dell'Autorità, il Consiglio di Stato ha deciso di non confermare la sospensiva sulla delibera impugnata.

Con delibera n. 63/06 sono state, poi, aggiornate, per il trimestre aprile-giugno 2006, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, ai sensi della delibera n. 248/04.

Alla luce degli elementi acquisiti nell'ambito dei procedimenti amministrativi instauratisi avverso la delibera n. 248/04, l'Autorità ritiene che numerosi esercenti l'attività di vendita all'ingrosso potrebbero non aver dato applicazione alle disposizioni di cui all'art. 2 della delibera n. 248/04 (che aveva previsto che gli esercenti l'attività di vendita, limitatamente ai contratti di compravendita all'ingrosso, dovessero offrire nuove condizioni economiche formulate in coerenza con gli esiti del primo aggiornamento della componente materia prima, effettuato dall'Autorità ai sensi della disciplina introdotta dalla delibera n. 248/04). A tale riguardo, l'Autorità ha, con delibera n. 64/06, richiesto ai soggetti a tutela dei quali è stata adottata la disciplina di cui al sopra citato articolo 2, di segnalare eventuali inadempimenti da parte degli esercenti l'attività di vendita.

In attesa dei giudizi di merito relativi alla delibera n. 248/04 attualmente pendenti al Consiglio di Stato, l'Autorità, con delibera n. 65/06, ha avviato un procedimento al fine di imporre agli esercenti il rispetto della nuova formula nel calcolo delle tariffe.

TRADING DI GAS NATURALE

Con delibera n. 22/06 l'Autorità ha approvato le proposte di modifica del codice di rete presentate da Snam Rete Gas S.p.A. e dalla Società Gasdotti Italia S.p.A., a al fine di recepire le disposizioni di cui agli articoli delle deliberazioni n. 138/04 e n. 249/05 in merito alla disciplina dell'allocazione.

Con delibera n. 53/06 l'Autorità ha approvato le modifiche e le integrazioni alla delibera n. 137/02 riguardanti principalmente:

- la tempistica dei conferimenti delle capacità per il servizio di trasporto;
- la procedura di conferimento a cui è conferita maggiore flessibilità;
- la disciplina del conferimento della capacità per il servizio interrompibili.

Il provvedimento ha, poi, disposto la costituzione da parte delle imprese di trasporto, di concerto tra loro, del Comitato di consultazione, unico per tutti i codici di rete adottati ed adottandi, espressione degli interessi degli utenti e degli operatori del sistema, disciplinando al tempo stesso i criteri per l'individuazione dei membri che lo compongono, e i compiti del Comitato stesso.

Il provvedimento prevede, inoltre, che le imprese di trasporto riconoscano un ammontare – pari al 50% del valore del corrispettivo di bilanciamento versato dall'utente nei precedenti periodi di applicazione dei rispettivi codici di rete – all'utente che abbia versato corrispettivi di bilanciamento per prelievi di gas presso punti di riconsegna per i quali non aveva ottenuto la relativa capacità.

Con la delibera n. 274/05, l'Autorità ha richiesto alle imprese di trasporto e stoccaggio alcune informazioni al fine di individuare gli operatori che, non avendo rispettato le disposizioni in materia di utilizzo degli stoccaggi, hanno compromesso le prestazioni del servizio nel marzo 2005. A tale proposito l'Autorità ha avviato, con delibera n. 37/06, istruttorie formali nei confronti di alcuni dei principali esercenti l'attività di vendita del gas perché sospettati di aver fatto un uso improprio delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006.

Con delibera n. 29/06 l'Autorità ha prorogato al 17 marzo il termine per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2006-2007, tenuto conto del dispositivo di cui all'art. 9, comma 1, della delibera n. 119/05, secondo cui l'impresa di stoccaggio effettua entro il 1° marzo di ciascun anno il conferimento delle capacità di spazio e di punta disponibile.

Con delibera n. 21/06 l'Autorità ha determinato il valore dei corrispettivi per la reintegrazione degli stoccaggi strategici, tenuto conto sia dell'andamento dei costi della materia prima in Italia e sui mercati internazionali, sia della necessità di disincentivare l'utilizzo del gas detenuto a fini di stoccaggio strategico, anche in considerazione della fase di emergenza e del livello già raggiunto di svasso progressivo da stoccaggi. Ai sensi dell'art. 15.7 della deliberazione n. 119/05, l'Autorità prevede, infatti, che l'utente che abbia effettuato il prelievo di stoccaggio strategico debba reintegrare la quantità prelevata destinando primariamente a tale scopo le quantità successivamente iniettate. In tal caso, deve versare un corrispettivo, ai fini della reintegrazione degli stoccaggi, applicato alla massima quantità cumulata di gas prelevato, a fronte del quale è riconosciuto un corrispettivo per il gas reintegrato.

In febbraio 2006, la X^a commissione della Camera ha approvato il documento conclusivo dell'indagine sull'energia. In particolare, vengono ritenute necessarie misure strutturali per aumentare la disponibilità di metano, svincolare il prezzo del gas da quello del petrolio, rendere l'Italia l'*hub* del gas in Europa. Viene inoltre auspicata la costituzione di un borsa del gas.

EMERGENZA GAS

A fronte dello svasso eccezionale degli stoccaggi verificatosi come conseguenza dell'emergenza gas, l'Autorità, con delibera n. 71/06, ha previsto disposizioni transitorie ed urgenti in materia di corrispettivi per il bilanciamento, di cui all'art. 15.2 della delibera n. 119/05 (corrispettivi da applicarsi all'utente del servizio di stoccaggio che utilizzi una capacità di iniezione superiore a quella conferita), e per la

reintegrazione degli stoccaggi, come previsto al punto 29 della procedura di emergenza climatica, secondo cui, anche una volta cessato il periodo di emergenza climatica, è mantenuta la vigenza dell'obbligo di mantenere massime le immissioni di gas in rete al fine di garantire la sollecita ricostruzione delle riserve strategiche. L'Autorità, in tal senso, ha previsto che, per il periodo di iniezione dell'anno termico di stoccaggio 2006-2007, i corrispettivi di bilanciamento di cui all'art. 15.2 della delibera n. 119/05, non siano applicabili limitatamente ai casi in cui il maggior utilizzo della capacità di iniezione superiore a quella conferita, sia conseguenza delle attività necessarie per la massimizzazione delle immissioni in rete.

Per gli interventi di lungo periodo, sono in programma: la definizione di un mix energetico sempre più ricco in modo da ridurre l'utilizzo del petrolio per la produzione di energia elettrica; l'aumento dell'offerta tramite il potenziamento dei gasdotti, il rilancio della produzione nazionale, la promozione della realizzazione di nuovi terminali di rigassificazione (GNL) e lo sviluppo di nuove interconnessioni, l'incentivazione dello sviluppo degli stoccaggi mediante il potenziamento di quelli già esistenti, il conferimento di nuove concessioni, e la valorizzazione in tariffa di nuovi investimenti su impianti di stoccaggio.

Dati quantitativi

milioni di mc	31.03.2006	31.03.2005	Variazione	% 06/05
FONTI				
AEM ⁽¹⁾				
Acquisti (*)				
– da Plurigas	495	473	22	4,7%
– da Terzi	16	16	–	–
Totale fonti AEM	511	489	22	4,5%
Edison ⁽²⁾				
Produzione Netta	149			
– Italia	94			
– estero	56			
Acquisti (*)	2.058			
Totale fonti Edison	2.207			
TOTALE FONTI	2.718	489		
(*) al netto delle perdite				
USI				
AEM ⁽¹⁾				
Vendite a clienti finali	495	473	22	4,7%
Vendite all'ingrosso	16	16	–	–
Totale usi AEM	511	489	22	4,5%
Edison ⁽²⁾				
Vendite a clienti finali	1.163			
Cessione a centrali termoelettriche	1.044			
Totale usi Edison	2.207			
TOTALE USI	2.718	489		

(1) La parte AEM non include le cessioni alle centrali termoelettriche in quanto AEM Trading cura direttamente l'approvvigionamento del gas per il funzionamento delle stesse.

(2) Dati pari al 50% di quelli relativi al periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

Nel primo trimestre 2006 le disponibilità complessive di gas del Gruppo AEM sono state pari a 2.718 milioni di metri cubi, di cui 149 milioni di metri cubi rivenienti dall'attività di produzione. Questi dati includono anche la quota di competenza (50%) delle produzioni ed acquisti Edison relativamente al solo primo trimestre dell'anno 2006, essendo il Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi) incluso nel perimetro di consolidamento del Gruppo AEM a partire dal quarto trimestre 2005.

Le disponibilità di gas sono state destinate quanto a 1.674 milioni di metri cubi per vendite ai clienti finali e quanto a 1.044 milioni di metri cubi per cessioni a centrali termoelettriche del Gruppo TdE/Edison.

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

In considerazione della discontinuità rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente determinata dall'inclusione della quota di competenza del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), i commenti relativi alle variazioni rispetto al primo trimestre 2005 saranno limitati esclusivamente all'attività svolta da AEM S.p.A. e dalle sue controllate dirette.

I volumi complessivamente commercializzati da AEM S.p.A. e dalle sue controllate sono stati pari a 511 milioni di metri cubi nel primo trimestre 2006, in aumento del 4,5% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale incremento è legato al maggior consumo di gas per riscaldamento a causa delle temperature particolarmente rigide registrate nei mesi di gennaio e febbraio.

Come nel medesimo periodo del precedente esercizio il fornitore principale è risultato essere la società collegata Plurigas S.p.A. con 495 milioni di metri cubi forniti.

Con riferimento ai dati quantitativi si segnala che gli impianti di cogenerazione di proprietà di AEM Gas S.p.A. hanno prodotto 38 GWh di energia elettrica (42 GWh nel primo trimestre 2005).

I volumi di calore venduto sono stati pari a 246 milioni di kWh termici del primo trimestre dell'esercizio 2006, rispetto ai 204 milioni di kWh termici del primo trimestre del 2005. L'incremento è dovuto sia ai nuovi allacciamenti che alle temperature più rigide registrate nei primi mesi del 2006.

Eventi di rilievo

Relativamente ai principali eventi del periodo riferiti al settore Gas e Calore, si segnala l'inizio dei lavori sulla centrale di cogenerazione di Canavese in Milano composta da una sezione di cogenerazione, che utilizza metano per produrre elettricità e calore, ed una sezione a pompe di calore, che utilizza energia elettrica ed acqua di falda per produrre calore.

Dati economici

milioni di euro	31.03.2006	31.03.05	Variazione
Ricavi	906	241	665
Risultato Operativo Lordo	60	40	20
<i>% su Ricavi</i>	<i>6,6%</i>	<i>16,6%</i>	
Ammortamenti e Accantonamenti	(25)	(2)	(23)
Risultato Operativo Netto	35	38	(3)
<i>% su Ricavi</i>	<i>3,9%</i>	<i>15,8%</i>	
Investimenti	14	1	13

Nel primo trimestre dell'esercizio 2006 i ricavi del settore Gas e Calore, includendo anche la quota di competenza di AEM del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), sono stati pari a 906 milioni di euro, con un risultato operativo lordo di 60 milioni di euro che, dopo ammortamenti ed accantonamenti di 25 milioni di euro, ha determinato un risultato operativo netto di 35 milioni di euro.

Anche per il settore Gas e Calore, in considerazione del fatto che il perimetro di consolidamento dell'esercizio 2006 non è confrontabile con quello dell'anno precedente, si riporta il contributo al settore da parte sia di AEM S.p.A. e delle sue controllate, che delle società consolidate proporzionalmente, tra cui il Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), che rappresenta l'elemento di discontinuità rispetto ai dati 2005.

milioni di euro	AEM (1)		Plurigas (2)		Edison (3)		Elisioni		Gas e Calore	
	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05
Ricavi	252	219	137	107	620		(103)	(85)	906	241
Risultato Operativo Lordo	36	36	-	4	24				60	40
% su Ricavi	14,3%	16,4%	0,0%	3,7%	3,9%				6,6%	16,6%
Ammortamenti e accantonamenti	(3)	(2)	(3)	-	(19)				(25)	(2)
Risultato Operativo Netto	33	34	(3)	4	5				35	38
% su Ricavi	13,1%	15,5%	-2,2%	3,7%	0,8%				3,9%	15,8%
Investimenti	4	1	-	-	10				14	1

- (1) Include Aree Gas di AEM Trading S.r.l. e AEM Energia S.p.A., Area Calore di AEM Gas S.p.A. e AEM Calore & Servizi S.p.A..
- (2) Relativo al 40% consolidato direttamente da AEM S.p.A..
- (3) Area Idrocarburi Gruppo TdE/Edison con esclusione attività distribuzione e stoccaggio. Consolidata al 50% per il periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

AEM

Per il primo trimestre 2006 i ricavi netti sono stati pari a 252 milioni di euro, rispetto a 219 milioni di euro dello stesso periodo dell'anno precedente, con un incremento del 15%. Tale incremento riflette prevalentemente l'effetto della crescita dei prezzi di vendita, dovuta alla dinamica dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali, associato alla crescita dei volumi. I ricavi includono anche 20 milioni di euro derivanti vendita calore per tele-riscaldamento (15 milioni di euro nel primo trimestre 2005).

Il risultato operativo lordo è stato di 36 milioni di euro, in linea rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Sul risultato del settore si segnala la cre-

scita contestuale dei volumi e dei margini del teleriscaldamento nonostante l'effetto negativo legato al venir meno, rispetto all'anno precedente, del margine generato dal ramo d'azienda Area Nazionale di AEM Calore & Servizi S.p.A. per effetto della sua vendita realizzata il 1° aprile 2005.

Gli ammortamenti ed accantonamenti sono passati da 2 a 3 milioni di euro, per effetto di maggiori accantonamenti per svalutazione su crediti e pertanto il risultato operativo netto del periodo è passato da 34 milioni di euro a 33 milioni di euro, con un calo del 3% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente.

Gli investimenti effettuati nel primo trimestre 2006 sono stati pari a 4 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente l'ulteriore sviluppo delle reti di teleriscaldamento delle aree di Sesto San Giovanni, con la posa di 0,8 chilometri di rete e l'allacciamento di 3 nuove utenze e l'avanzamento dei lavori riguardanti il potenziamento della centrale di cogenerazione di Tecnocity e lo scambiatore termico di Sesto San Giovanni. Sono inoltre iniziati i lavori per la realizzazione del nuovo impianto di cogenerazione di Canavese nel Comune di Milano.

PLURIGAS

Nel corso del primo trimestre 2006 le vendite effettuate da Plurigas S.p.A. hanno riguardato complessivamente 548 milioni di metri cubi di gas, in linea con lo stesso periodo dell'anno precedente.

Pur in presenza di un fatturato in crescita del 28% a 137 milioni di euro i margini operativi lordo e netto sono risultati in calo rispetto al primo trimestre 2005. A parità di volumi venduti infatti, l'incremento dei ricavi legato all'andamento crescente dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali è stato più che controbilanciato dalle maggiorazioni di costo della materia prima, proveniente, in parte, dalle riserve strategiche nazionali. Anche se non ancora definito nei modi e nei tempi si prevede un rimborso, almeno parziale, dei maggiori costi sostenuti per l'approvvigionamento dalle riserve strategiche.

TDE/EDISON (GRUPPO DELMI)

Nel primo trimestre dell'anno 2006 il settore Gas del Gruppo TdE/Edison di competenza di AEM ha registrato ricavi per 620 milioni di euro, con un margine operativo lordo di 24 milioni di euro pari al 4% dei ricavi. Il risultato operativo, dopo ammortamenti ed accantonamenti pari a 19 milioni di euro, è stato di 5 milioni di euro.

Nel periodo considerato, la quota di investimenti di competenza di AEM è stata di 10 milioni di euro ed ha riguardato principalmente la prosecuzione delle attività di sviluppo del giacimento di gas "povero" (a basso potere calorifero) di Candela, di sviluppo del metanodotto Cavarzere-Minerbio, connesso alla realizzazione del terminale di rigassificazione nonché il potenziamento del campo di Collalto ed ulteriori investimenti in esplorazione.

Reti e Mercati Regolamentati

Il settore Reti e Mercati Regolamentati include le attività di trasmissione e distribuzione di energia elettrica, di vendita della stessa al solo mercato vincolato, e le attività di stoccaggio e di distribuzione di gas naturale. Comprende, infine, le attività di gestione della rete di telecomunicazione di proprietà di Metroweb S.p.A..

Oltre alle attività svolte in questo settore dalle controllate di AEM S.p.A. (AEM Trasmissione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., AEM Gas S.p.A., e Metroweb S.p.A.), comprende, per la quota di competenza del Gruppo AEM, anche le attività relative alla trasmissione di energia elettrica, e quelle della distribuzione e stoccaggio di gas naturale del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi).

Si segnala che a seguito dell'accordo per la cessione di Serenissima Gas S.p.A. ad ACSM Como i ricavi e costi della stessa sono stati registrati in una voce separata di "risultato da attività non correnti destinate alla vendita", sia per il primo trimestre 2005 che 2006.

In particolare, le società o attività rappresentate da tale settore riguardano:

AEM S.p.A. e sue controllate

- **AEM Trasmissione S.p.A.** La società possiede una rete elettrica in alta tensione che collega le centrali di produzione di AEM S.p.A. con la rete di distribuzione in media e bassa tensione di AEM Elettricità S.p.A.. Le linee ad alta tensione sono parte della rete di trasporto nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A., società proprietaria della maggior parte della RTN e che con decorrenza novembre 2005 ha incorporato il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN). AEM Trasmissione S.p.A. garantisce la gestione efficiente di tale rete a fronte della corresponsione di un canone annuo da parte di Terna.
- **AEM Elettricità S.p.A.** È proprietaria delle reti elettriche in alta, media e bassa tensione nei Comuni di Milano e di Rozzano (Mi) attraverso le quali offre il servizio di distribuzione e di vendita di energia elettrica ai clienti cosiddetti "vincolati" e di sola distribuzione di energia elettrica a tutti i clienti allacciati alla rete di proprietà. L'attività è svolta sulla base di una concessione rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive. La società, inoltre, attraverso l'area Illuminazione Pubblica e Semaforica gestisce il servizio di illuminazione pubblica e degli impianti di regolazione e controllo del traffico, nonché i servizi di videosorveglianza nella città di Milano ed in alcuni comuni limitrofi. AEM Elettricità, infine, svolge le attività di logistica e coordinamento scavi e lavori per tutte le società del Gruppo AEM.

- **Area Reti AEM Gas S.p.A.** Possiede la rete di distribuzione di gas naturale del Comune di Milano e di altri Comuni limitrofi. L'attività di distribuzione di gas, a favore dei clienti allacciati che hanno stipulato contratti di acquisto con società di vendita, avviene sulla base di concessioni/affidamenti da parte dei singoli Comuni.
- **Metroweb S.p.A.** È proprietaria di una capillare infrastruttura di rete in fibra ottica diffusa nell'area metropolitana di Milano e in alcune province limitrofe. La società affitta la rete in fibra ottica "spenta" ad operatori di telecomunicazione sulla base di contratti con durata variabile da 1 a 30 anni.

Società consolidate proporzionalmente

- **Edison Rete S.p.A.** La società, controllata al 100% da Edison S.p.A., è anch'essa proprietaria di una rete elettrica in alta tensione che fa parte della RTN gestita da Terna e garantisce la gestione efficiente di tale rete a fronte della corresponsione di un canone annuo da parte di Terna stessa.
- **Edison DG S.p.A.** Svolge attività di distribuzione di gas metano principalmente nell'area nord-est (Veneto) e centro Italia (Lazio e Abruzzo), sulla base di specifiche concessioni/affidamenti da parte dei singoli Comuni.
- **Edison Stoccaggio S.p.A.** Opera nell'attività di stoccaggio del gas naturale, fornendo servizi di modulazione attraverso le 2 concessioni di stoccaggio possedute, la cui potenzialità, in via di incremento, è oggi pari a 360 milioni di metri cubi di *working gas*.

I risultati di queste tre società sono consolidati proporzionalmente al 50% (limitatamente al primo trimestre dell'anno 2006).

Quadro normativo e tariffario

DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE

Affidamento del servizio di distribuzione

In materia di affidamento del servizio di distribuzione, la legge di riordino del settore energetico approvata il 30 luglio 2004 (legge 239/04) aveva previsto una revisione del periodo transitorio entro il quale terminano le concessioni in essere al momento dell'emanazione del D.Lgs. 164/00.

Alla luce delle incertezze normative derivanti dalla legge n. 239/04, la disciplina del periodo transitorio per le concessioni del servizio di distribuzione gas è stata

oggetto di una ulteriore revisione. Il legislatore è intervenuto, infatti, al fine di chiarire in modo inequivocabile la disciplina vigente, attraverso la norma contenuta nel decreto legge n. 273/05 anche noto come "decreto milleproroghe", pubblicato in G.U. il 30 dicembre 2005, successivamente convertito in legge e approvato il 9 febbraio 2006. In materia di energia, l'art. 23, comma 1, prevede che il periodo transitorio di cui all'art. 15.5, del D.Lgs. 164/00 sia esteso al 31 dicembre 2007, e che tale termine sia automaticamente prorogato al 31 dicembre 2009, qualora si verifichi almeno una delle condizioni indicate all'art. 15.7, dello stesso decreto.

Il termine può essere, poi, ulteriormente prorogato di un anno da parte dell'ente concedente, per ragioni di pubblico interesse, come indicato al comma 69 della legge n. 239/04.

Regime tariffario

In seguito ad un processo di consultazione, l'Autorità ha definito, con deliberazione n. 170/04, i criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione di gas naturale nel secondo periodo regolatorio, fissando il tasso di remunerazione del capitale investito al 7,5% ed il tasso di recupero della produttività ("price cap") – applicato ai soli costi di gestione e ammortamento – al 5%.

Dal punto di vista dell'articolazione delle tariffe, obiettivo dell'Autorità è semplificare il sistema vigente, riducendone la variabilità, al fine di favorire l'entrata di nuovi operatori sul mercato della vendita ai clienti finali.

Sempre in base alla deliberazione n. 170/04, il vincolo sui ricavi di ciascuna impresa viene determinato sulla base dei valori già approvati dall'Autorità ed attualmente applicati dalle imprese. Peraltro, è previsto che le singole imprese, in alternativa al metodo generale, possano adottare un metodo individuale (le cui modalità applicative sono state definite con deliberazione n. 171/05) che consenta di determinare il vincolo in modo da ottenere un riconoscimento adeguato dei costi di pertinenza dell'attività di distribuzione efficientemente sostenuti qualora essi siano superiori ai costi riconosciuti.

Avverso la deliberazione n. 170/04, alcuni operatori hanno presentato ricorso al TAR Lombardia, che con sentenza n. 531/05 ha accolto parzialmente i ricorsi, ritenendo illegittimi:

- a) il mancato riconoscimento dei nuovi investimenti effettuati dal 2003 in poi nei vincoli tariffari del secondo periodo regolatorio;
- b) l'adozione, nella formula del price-cap per l'aggiornamento annuale dei vincoli, di un saggio di recupero di produttività costante per tutto il periodo regolatorio.

L'Autorità ha presentato ricorso in appello per quanto concerne gli aspetti di cui alla lettera b), mentre, con deliberazione n. 122/05, l'Autorità ha parzialmente modificato la deliberazione n. 170/04, adottando una metodologia di calcolo del vincolo sui ricavi che tenga conto degli investimenti effettuati successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004.

Tale provvedimento ha comportato la necessità di presentare nuovamente, da parte delle imprese distributrici, le proposte tariffarie relative al 2004-2005 (oltre a quelle relative all'anno 2005-2006), riformulate ai sensi dei criteri indicati in tale delibera. Le tariffe presentate da AEM Gas S.p.A. sono state approvate con deliberazione n. 57/06.

In attesa del giudizio del Consiglio di Stato in merito al tasso di recupero di produttività da utilizzare ai fini della determinazione dei vincoli tariffari per il secondo periodo regolatorio, con deliberazione n. 206/05, l'Autorità ha prorogato, per l'anno termico 2005-2006, in via transitoria sino a successivo provvedimento dell'Autorità stessa e salvo conguaglio, la validità delle tariffe di distribuzione di gas naturale che erano state approvate per l'anno termico 2004-2005 ai sensi della deliberazione n. 170/04.

Il Consiglio di Stato il 6 dicembre 2005 ha respinto il ricorso in appello presentato dall'Autorità inerente il tasso di recupero di produttività.

ELETTRICITÀ

TRASMISSIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004 (DPCM) sono stati fissati i criteri, le modalità e le condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, da attuarsi in ottemperanza al disposto della legge n. 290/03.

Il decreto dispone la privatizzazione del soggetto risultante dall'unificazione, anche al fine di costituire un nucleo stabile formato da uno o più azionisti che garantisca la tutela delle caratteristiche di pubblica utilità delle attività svolte. Entro il 1° luglio 2007, la partecipazione di Enel S.p.A. al capitale di Terna S.p.A. dovrà essere ridotta ad una quota non eccedente il 20%.

Ai sensi del decreto, a far data dal 1° novembre 2005 sono stati trasferiti a titolo oneroso in capo a Terna S.p.A. alcune delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo alla società GRTN S.p.A..

In seguito al trasferimento, Terna S.p.A. ha assunto la titolarità e le funzioni di Gestore di cui all'art. 3, commi 1 e 2, del D.Lgs. n. 79/99.

Restano in capo al Gestore della Rete i diritti e le obbligazioni relativi alla compravendita di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.Lgs. n. 79/99, e di gestione dei meccanismi incentivanti delle fonti rinnovabili di cui all'art. 11 dello stesso decreto legislativo, nonché dei meccanismi di cui al decreto legislativo n. 387/03 per la parte di propria competenza.

Con deliberazione n. 27/06 l'Autorità ha modificato ed integrato le disposizioni dell'Allegato A alla deliberazione n. 5/04 (Testo Integrato):

- riducendo il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore del sistema elettrico e di Terna S.p.A.;
- confermando l'applicazione a partire dal 1° novembre 2005 della componente a copertura dei costi riconosciuti per le attività non trasferite a Terna S.p.A. quantificata con deliberazione n. 15/05.

Nel mese di agosto 2005, l'Autorità Antitrust, che aveva aperto un'istruttoria sull'ingresso di Cassa Depositi e Prestiti (CDP) in Terna S.p.A., ha autorizzato tale operazione, assoggettandola al rispetto di alcune condizioni, tra cui la cessione della partecipazione di CDP in Enel. CDP ha deliberato di proporre ricorso al TAR avverso tale provvedimento. In febbraio 2006, peraltro, il TAR del Lazio ha respinto il ricorso di CDP.

Con deliberazione n. 58/06, l'Autorità ha avviato un procedimento in materia di verifica del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale trasmesso da Terna S.p.A. per l'anno 2006. La verifica riguarderà la compatibilità della pianificazione dello sviluppo della rete rispetto alle esigenze indicate nel comma 2 dell'art. 27 della deliberazione n. 250/04, di efficienza del servizio di trasmissione, libero accesso alle reti elettriche, promozione della concorrenza, minimizzazione degli oneri connessi all'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento e avverrà nell'ottica del minor costo per il sistema elettrico nazionale.

Infine, con deliberazione n. 73/06, l'Autorità ha determinato l'ammontare degli incentivi da riconoscere a Terna S.p.A. e ai proprietari di porzioni di rete di trasmissione nazionale nel caso di cessione a Terna S.p.A. delle rispettive porzioni di RTN.

È prevista a breve la stipulazione tra Terna S.p.A. e la società AEM Trasmissione S.p.A. della convenzione per la disciplina degli interventi di manutenzione e sviluppo delle reti e dei dispositivi di interconnessione, ai sensi del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 22 dicembre 2000.

La firma della convenzione segue la conclusione delle procedure di conferimento alla società AEM Trasmissione S.p.A., da parte della società AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.A., degli elementi di rete individuati come parti della rete di

trasmissione nazionale, dal disposto del Decreto del Ministero delle Attività Produttive del 23 dicembre 2002 di ampliamento dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale.

La deliberazione n. 5/04, come modificata, prevede che per il periodo regolatorio 2004-2007 la determinazione della componente fissa del canone annuale che Terna S.p.A. versa ai proprietari degli impianti facenti parte della rete di trasmissione nazionale a copertura dei costi delle attività di esercizio e di manutenzione, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito sia effettuata in base (a) ai corrispettivi percepiti dalla stessa Terna S.p.A. per il servizio di trasmissione e (b) al corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore del sistema elettrico e di Terna S.p.A..

DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA AI CLIENTI VINCOLATI

Regime tariffario

L'Autorità, con deliberazione n. 5/04, ha emanato il nuovo Testo Integrato in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita di energia elettrica nel periodo 2004-2007.

Il sistema tariffario è basato sui medesimi principi e meccanismi generali vigenti nel primo periodo regolatorio:

- i clienti finali non domestici (sia idonei che vincolati) riconoscono al distributore corrispettivi per il servizio di distribuzione identici e determinati in ragione delle opzioni tariffarie proposte da ciascun esercente il servizio ed approvate dall'Autorità. Tali opzioni sono soggette, per ciascuna tipologia di utenza, ad un doppio vincolo: sui ricavi realizzati nel complesso e sui ricavi per cliente. Il livello di tali vincoli viene aggiornato annualmente per tener conto della dinamica dell'inflazione e degli obiettivi di recupero di produttività definiti dall'Autorità (metodo del price-cap);
- i clienti vincolati acquistano l'energia elettrica esclusivamente dal distributore locale a cui viene riconosciuto il relativo corrispettivo di fornitura;
- per i clienti domestici è previsto un regime di particolare tutela che prevede una tariffa amministrata, oltre ad opzioni tariffarie ulteriori, eventualmente offerte dalle imprese di distribuzione con caratteristiche più adeguate a specifiche esigenze dell'utente.

Il rendimento del valore del capitale investito nella rete di distribuzione è stato fissato, a livello medio nazionale, al 6,8%. Le riduzioni tariffarie degli anni successivi

al 2004 vengono determinate dal meccanismo del *price-cap*, con una diminuzione annua del 3,5% dei costi operativi e degli ammortamenti riconosciuti in tariffa per il servizio di distribuzione.

Con riguardo ai corrispettivi tariffari da applicare nel 2006, l'Autorità, con deliberazione n. 202/05, ha aggiornato i corrispettivi per i servizi di distribuzione e di trasmissione di energia elettrica. Le opzioni tariffarie presentate da AEM Elettricità S.p.A. per il 2006 sono state approvate dall'Autorità con deliberazione n. 287/05.

Il Testo Integrato allegato alla deliberazione n. 5/04 regola, inoltre, la vendita alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, approvata dall'Acquirente Unico a partire dal 1° aprile 2004, data di entrata in vigore del dispacciamento di merito economico. Il prezzo di vendita alle imprese distributrici è determinato ex-post sulla base dei costi sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia e dei servizi di dispacciamento e per la copertura dei rischi e comprende un corrispettivo per la remunerazione dell'attività dal medesimo svolta.

Infine, il Testo Integrato ha introdotto sistemi perequativi (le cui modalità applicative sono state definite con deliberazione n. 115/05) per i distributori relativamente:

- ai costi di acquisto di energia elettrica per i clienti del mercato vincolato;
- ai costi del servizio di trasmissione;
- ai ricavi per la vendita dell'energia elettrica a clienti domestici;
- alle differenze nei costi di distribuzione tra imprese a queste non imputabili, stimate secondo metodi parametrici.

Con deliberazione n. 285/05, l'Autorità ha deliberato, in relazione alla liquidazione degli ammontari di perequazione, di prorogare (a causa della necessità di un'integrazione delle relative istruttorie):

- al 1° marzo 2006 il termine entro cui i distributori devono versare le somme a debito;
- al 31 marzo 2006 il termine entro cui la Cassa Conguaglio provvede alla liquidazione dei saldi di perequazione.

Il risultato della perequazione relativa ai costi di acquisto di energia è stato determinato "salvo conguaglio", fino a definizione delle partite di cui al comma 29.2 del Testo Integrato, e pertanto il relativo versamento è stato sospeso.

Al fine di correggere eventuali distorsioni connesse all'utilizzo di sistemi parametrici, il Testo Integrato introduce anche la possibilità da parte delle imprese di richiedere l'adozione di un ulteriore meccanismo di perequazione (la "perequazione specifica aziendale", successivamente definita con deliberazione n. 96/04) volto

ad integrare i ricavi ammessi, qualora venisse dimostrata la loro inadeguatezza a garantire la copertura dei costi riconosciuti allo specifico operatore. AEM Elettricità S.p.A. ha presentato istanza di partecipazione al regime di perequazione specifica aziendale ed è in attesa della conclusione del procedimento istruttorio da parte dell'Autorità, volto a definire l'ammontare di perequazione riconosciuto.

Al riguardo, si segnala che, nel mese di maggio 2005, il TAR Lombardia, a cui alcune imprese di distribuzione, tra cui AEM, avevano presentato ricorso, ha parzialmente annullato la deliberazione n. 5/04 (con particolare riferimento ai criteri di determinazione dei livelli tariffari per il secondo periodo regolatorio) e la deliberazione n. 96/04.

Nel mese di gennaio 2006, il Consiglio di Stato ha parzialmente accolto il ricorso in appello presentato dall'Autorità per l'annullamento di tale sentenza; si è in attesa delle relative motivazioni.

Risparmio energetico

Nelle more dell'attuazione dei decreti dell'aprile 2001 (recanti obiettivi quantitativi di miglioramento dell'efficienza energetica, su base nazionale, per gli anni dal 2002 al 2006) il 20 luglio 2004 il MAP e il Ministro dell'Ambiente hanno emanato due nuovi decreti per l'assegnazione degli obiettivi nazionali di risparmio energetico per il periodo 2005-2009.

I distributori di energia elettrica e gas naturale che al 31 dicembre 2001 servivano almeno 100.000 clienti finali sono tenuti al rispetto di obiettivi di risparmio specifici, pari al prodotto tra l'obiettivo nazionale e il rapporto tra l'energia distribuita dal singolo operatore e l'energia complessivamente distribuita su base nazionale, entrambe conteggiate nell'anno precedente l'ultimo trascorso.

Ai sensi dei decreti di luglio 2004, non meno del 50% dell'obiettivo specifico deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi della fonte di energia distribuita.

Ai fini del conseguimento di tali obiettivi, i distributori potranno sviluppare dei progetti di risparmio energetico (direttamente, tramite società controllate, attraverso società operanti nel settore dei servizi energetici ESCO) presso i clienti finali (propri o altrui), nel rispetto delle disposizioni della legge n. 239/04 (Legge Marzano), e dei relativi dispositivi di attuazione, in particolare in materia di attività post-contatore. A tale proposito, si segnala che la Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive ha diffuso nel mese di aprile una circolare esplicativa del contenuto della norma di cui all'art. 1, comma 34,

della legge Marzano, che definisce quali servizi "post contatore" l'installazione, la verifica e la manutenzione degli impianti (di utilizzazione dell'energia elettrica e del gas) a valle del contatore installato al punto di consegna del cliente finale.

Ai soggetti obbligati ai sensi dei decreti del mese di luglio 2004 saranno assegnati "Titoli di efficienza energetica" (*certificati bianchi*) attestanti il risparmio (misurato in Tonnellate Equivalenti di Petrolio, tep) conseguito a mezzo dei progetti realizzati.

I distributori potranno in alternativa scegliere di rispettare tali obblighi acquistando da terzi, in tutto o in parte, i titoli emessi dal GME, attestanti in questo caso il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti. Lo scambio di tali titoli potrà avvenire in sede bilaterale o in un apposito mercato.

Ai sensi delle Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, definite dal GME d'intesa con l'Autorità per l'energia Elettrica e il Gas, il soggetto che intende partecipare al mercato presenta al GME "domanda di ammissione al mercato" stesso e copia sottoscritta del "Contratto di adesione al mercato", redatti secondo i modelli allegati alle Regole. Il Gestore ha inoltre predisposto il Registro dei TEE, propedeutico al Mercato. Ai soggetti che vi si iscrivono è assegnato un conto proprietà dove viene registrato il numero di titoli in loro possesso. In data 1° febbraio 2006, il Consiglio di Amministrazione del GME ha deliberato l'avvio delle contrattazioni dei Titoli di Efficienza Energetica sulla propria piattaforma informatica. La prima sessione di scambio su tale mercato ha avuto luogo il 7 marzo.

A seguito dell'emanazione dei decreti ministeriali del 2004, è stata confermata la validità delle deliberazioni già adottate dall'Autorità in attuazione dei decreti del 2001, ovvero:

- la deliberazione n. 103/03, con la quale l'Autorità ha definito le linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di risparmio energetico ed i criteri e le modalità di rilascio dei titoli di efficienza energetica. In particolare, con tale provvedimento vengono definiti i metodi di valutazione dei risparmi, le modalità di preparazione dei progetti e la loro dimensione minima, i criteri di verifica dei risultati e le caratteristiche dei titoli di efficienza energetica. Il provvedimento è stato adeguato ai recenti sviluppi della normativa con deliberazione n. 200/04;
- le deliberazioni n. 234/02 e 111/04, con cui l'Autorità ha adottato alcune schede tecniche (di valutazione standardizzata e di valutazione analitica) per la quantificazione dei risparmi energetici relativi agli interventi di cui all'art. 5, comma 1 dei decreti ministeriali. Con deliberazione n. 70/05 l'Autorità ha approvato 5 ulteriori schede tecniche. Tra queste, si segnala in particolare la

numero 18, che standardizza la metodologia di valorizzazione del risparmio energetico conseguito a mezzo di interventi di sostituzione di lampade a vapori di mercurio con lampade a vapori di sodio ad alta pressione negli impianti di illuminazione pubblica.

Con deliberazione n. 4/06 l'Autorità ha disposto che al fine dello svolgimento delle attività previste dalle Linee Guida in attuazione dei decreti sull'efficienza energetica, per la valutazione e la certificazione dei risparmi conseguiti attraverso lo svolgimento di progetti a tale fine realizzati, in considerazione dell'onere che la gestione delle stesse comporta per gli uffici dell'Autorità, la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio si avvalga dell'Enea (Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente) per un periodo di tre anni, a far data dalla firma di relativa Convenzione per la disciplina del rapporto di collaborazione, che ha avuto luogo in data 19 gennaio 2006. Tali attività riguardano la valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura, delle richieste di verifica e certificazione dei risparmi, controllo su quanto dichiarato dagli esercenti, definizione di schede tecniche per la valutazione analitica o standardizzata dei progetti/interventi di risparmio energetico. La Direzione Consumatori e Qualità del servizio rimarrà responsabile dei procedimenti relativi all'approvazione delle proposte di progetto e di programma di misura, ma potrà delegare all'Enea lo svolgimento delle attività istruttorie inerenti le proposte.

Contributo tariffario

Con deliberazione n. 219/04, a pochi giorni dall'avvio del mercato dei certificati bianchi, l'Autorità ha determinato il contributo tariffario unitario (pari a 100 euro per tep risparmiato, per il periodo 2005-2009) a copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per il conseguimento degli obiettivi di risparmio e ha definito le modalità per la richiesta di erogazione del contributo stesso.

Misure sanzionatorie

Con una comunicazione diffusa il 29 dicembre 2004, l'Autorità ha chiarito le modalità che seguirà nell'attuazione delle misure sanzionatorie previste dai decreti ministeriali del luglio 2004 nei confronti dei soggetti obbligati inadempienti, nell'ambito della potestà sanzionatoria che le riconosce la legge n. 481/95 nel caso di violazione di provvedimenti regolatori.

Le sanzioni, "proporzionali e comunque superiori all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze", saranno determinate ai sensi della disciplina generale sulle sanzioni amministrative pecuniarie, di cui alla legge 24 novembre 1981, n. 689.

Il riferimento alla "gravità della violazione" sarà applicato mediante la definizione di una sanzione rapportata al numero di tep non risparmiati rispetto all'obiettivo specifico assegnato al distributore, mentre il riferimento alle "condizioni economiche del soggetto inadempiente" sarà applicato determinando il valore della sanzione unitaria per tep non risparmiato sulla base dei dati di mercato disponibili relativamente ai costi incrementali connessi all'acquisto di prodotti e servizi di efficienza energetica.

Obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2006

Con deliberazione n. 7/06 l'Autorità ha determinato gli obiettivi di risparmio energetico per i distributori di energia elettrica e gas obbligati al rispetto dei decreti del luglio 2004, con riferimento all'anno 2006.

Per AEM Distribuzione Gas e Calore S.p.A. è stato calcolato un obiettivo pari a 7.031 tonnellate equivalenti di petrolio.

Per AEM Distribuzione Energia Elettrica S.p.A. è stato calcolato un obiettivo pari a 5.660 tonnellate equivalenti di petrolio.

Gli obiettivi sono pari a circa il doppio rispetto a quelli relativi al 2005, essendo raddoppiato il valore dell'obiettivo nazionale fissato dai decreti del luglio 2004 (0,2 Mtep/anno contro le 0,1 Mtep/anno per il 2005).

Titoli di efficienza energetica conseguiti

Come richiesto dalle Linee Guida dell'Autorità, AEM Gas S.p.A. e AEM Elettricità S.p.A. hanno presentato entro la fine del mese di febbraio 2005 proposte di progetto e programma di misura per i progetti realizzati nel periodo 2001-2004.

In relazione a tali progetti, l'Autorità ha pertanto certificato i corrispondenti risparmi energetici e comunicato al Gestore del Mercato Elettrico l'ordine di iscrizione dei titoli di competenza nel Conto Titoli dell'esercente, istituito presso il Registro Titoli predisposto dal Gestore.

Per i progetti presentati ed approvati, AEM Gas S.p.A. ha ottenuto il riconoscimento di 5.435 titoli, mentre AEM Elettricità S.p.A. ha ottenuto il riconoscimento di 5.167 titoli.

Infine, AEM S.p.A. ha ottenuto nel mese di maggio 2005 la certificazione come ESCO. Analogo titolo è stato ottenuto a luglio 2005 anche per AEM Calore & Servizi S.p.A. e AEM Energia S.p.A., società del Gruppo AEM.

In qualità di Società di Servizi Energetici, AEM S.p.A. ha pertanto presentato una proposta di progetto e di programma di misura inerente la valorizzazione del risparmio energetico conseguito da uno dei propri impianti di generazione di energia elettrica.

Trascorsi i due mesi di tempo a disposizione dell'Autorità per le verifiche di propria competenza senza che siano state recapitate all'esercente richieste di integrazione o comunicazioni di rigetto della proposta, la proposta dovrebbe potersi ritenere approvata.

Dati quantitativi

	31.03.2006	31.03.2005	Variazione	% 06/05
AEM				
Energia elettrica distribuita (Milioni di kWh)	1.926	1.861	65	3,5%
Energia elettrica venduta a clienti vincolati (Milioni di kWh)	1.184	1.243	(59)	-4,7%
Gas metano distribuito (Milioni di mc)	613	584	29	5,0%
Edison (1)				
Gas metano distribuito (Milioni di mc)	66			

(1) Dati pari al 50% di quelli relativi al periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

L'energia elettrica distribuita dal Gruppo, attraverso le reti ubicate nei Comuni di Milano e Rozzano, è stata pari nel primo trimestre 2006 a 1.926 GWh, con un incremento del 3,5% rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. L'energia elettrica venduta ai clienti vincolati si è ridotta del 4,7%, ammontando a 1.184 GWh.

Nel primo trimestre 2006 il Gruppo ha distribuito 679 milioni di metri cubi di gas a clienti allacciati alla propria rete di distribuzione. Tali dati includono anche la quota di competenza (50%) riferita all'attività di distribuzione Edison. I dati riferiti esclusivamente ad AEM ed alle sue controllate (che riguardano il comune di Milano e ad altri Comuni dell'hinterland serviti da AEM Gas S.p.A.) mostrano un incremento dei volumi distribuiti del 5,0% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, ed hanno raggiunto i 613 milioni di metri cubi.

Eventi di rilievo

Relativamente ai principali eventi del primo trimestre 2006 e riferiti al settore Reti e Mercati Regolamentati, si segnalano:

- le opzioni tariffarie presentate da AEM Elettricità S.p.A. per il 2006 sono state approvate dall'Autorità con delibera n. 287/05;

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

- le proposte tariffarie di distribuzione di gas presentate da AEM Gas S.p.A. per l'anno termico 2005-2006 non sono ancora state approvate;
- In data 14 febbraio 2006 è avvenuto il passaggio della gestione della rete di distribuzione del gas naturale nel Comune di Cinisello Balsamo (MI) alla società Thuga Laghi S.r.l..

Dati economici

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005	Variazioni
Ricavi	235	204	31
Risultato Operativo Lordo	77	67	10
% su Ricavi	32,8%	32,8%	
Ammortamenti e Accantonamenti	(21)	(19)	(2)
Risultato Operativo Netto	56	48	8
% su Ricavi	23,8%	23,5%	
Investimenti	16	13	3

Nel primo trimestre dell'esercizio 2006, considerando anche la quota di competenza di AEM del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), i ricavi del settore Reti e Mercati Regolamentati hanno raggiunto i 235 milioni di euro, con un margine operativo lordo di 77 milioni di euro che, dopo ammortamenti ed accantonamenti per 21 milioni di euro, ha determinato un risultato operativo netto di 56 milioni di euro.

Anche per il settore Reti e Mercati Regolamentati, in considerazione del fatto che il perimetro di consolidamento del primo trimestre dell'esercizio 2006 non è confrontabile con quello dell'anno precedente, si riporta di seguito il contributo al settore in esame da parte di AEM S.p.A. e delle sue controllate e delle società consolidate proporzionalmente, quali il Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi), che rappresentano l'elemento di discontinuità rispetto ai dati 2005.

milioni di euro	AEM (1)		Edison (2)		Elisioni		Reti e Mercati Regolamentati	
	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05
Ricavi	222	204	13				235	204
Risultato Operativo Lordo	68	67	9				77	67
% su Ricavi	30,6%	32,8%	69,2%				32,8%	32,8%
Ammortamenti e Accantonamenti	(19)	(19)	(2)				(21)	(19)
Risultato Operativo Netto	49	48	7				56	48
% su Ricavi	22,1%	23,5%	53,8%				23,8%	23,5%
Investimenti	15	13	1				16	13

(1) Include AEM Trasmissione S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., Area Reti di AEM Gas S.p.A., Metroweb S.p.A..

(2) Include Edison Rete S.p.A., Edison DG S.p.A. e Edison Stoccaggio S.p.A. consolidate al 50% per il periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

AEM

Alla formazione dei ricavi del primo trimestre 2006, pari 222 milioni di euro, in aumento del 9% rispetto al primo trimestre 2005, le diverse aree di attività hanno contribuito nel seguente modo:

- Trasmissione di energia elettrica: 3,4 milioni di euro (3,9 milioni di euro nel primo trimestre 2005).
- Distribuzione di energia elettrica e vendita ai soli clienti vincolati di energia elettrica: 163,3 milioni di euro in crescita rispetto ai 141,8 milioni di euro al 31 marzo 2005, per effetto degli aggiornamenti tariffari deliberati dall’Autorità, che hanno incorporato gli effetti della dinamica dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali, e dei maggiori ricavi relativi all’attività di distribuzione legati alla positiva dinamica della domanda di energia elettrica.
- Distribuzione di gas: 44,3 milioni di euro (46,9 milioni di euro nel primo trimestre del 2005); nonostante l’incremento dei volumi rispetto al corrispondente periodo dell’anno precedente i ricavi medi sono risultati inferiori per effetto della digressività delle tariffe di distribuzione.
- Servizi di illuminazione pubblica e semafori: 6,1 milioni di euro in calo rispetto ai 6,7 milioni di euro del primo trimestre dell’anno 2005, a causa dei minori interventi richiesti dal Comune di Milano.
- Reti di telecomunicazione: 10,1 milioni di euro, in aumento di circa 0,5 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente, per effetto dell’incremento dei circuiti affittati.

Il risultato operativo lordo del primo trimestre 2006 resta sostanzialmente invariato rispetto allo stesso periodo dell’esercizio precedente a 68 milioni di euro,

con un'incidenza di circa il 30,6% sui ricavi del settore, rispetto al 32,8% del primo trimestre 2005. Alla sua formazione le diverse aree di attività hanno così contribuito:

- Trasmissione di energia elettrica: 2,6 milioni di euro (2,4 milioni di euro nel primo trimestre 2005).
- Distribuzione di energia elettrica e vendita ai soli clienti vincolati di energia elettrica: 24,4 milioni di euro, in aumento rispetto ai 21,3 milioni di euro del 2005 per effetto delle maggiori quantità distribuite e per effetto di sopravvenienze attive legate alla consuntivazione definitiva delle componenti di perequazione relative all'anno 2004.
- Distribuzione di gas: 32,5 milioni di euro, in calo rispetto ai 35,7 milioni di euro del primo trimestre dell'esercizio precedente per effetto della riduzione dei ricavi di distribuzione sopra illustrati e per la presenza, nel solo 2005, di sopravvenienze attive relative ai conguagli tariffari pari a circa 2 milioni di euro.
- Servizi di illuminazione pubblica e semafori: 0,3 milioni di euro rispetto ai 0,9 milioni di euro del 2005 per il minor volume di attività richiesta.
- Rete di telecomunicazione: 7,8 milioni di euro, in aumento rispetto ai 6,6 milioni di euro dell'esercizio precedente, per effetto dell'aumento del numero di utenze servite.

Dopo ammortamenti ed accantonamenti per 19 milioni di euro, in linea con il primo trimestre dell'anno 2005, il risultato operativo netto è stato pari a 49 milioni di euro rispetto ai 48 milioni di euro del primo trimestre 2005.

Gli investimenti sono risultati pari a 15 milioni di euro ed hanno riguardato principalmente:

- interventi di sviluppo e mantenimento degli impianti dell'area distribuzione di energia elettrica per 9 milioni di euro, riferiti all'allacciamento di nuovi utenti, all'ampliamento e al rifacimento della rete di media e bassa tensione, ad interventi di mantenimento sugli impianti primari e all'ammodernamento degli impianti interni;
- interventi nell'area distribuzione gas per 5 milioni di euro che hanno riguardato principalmente la posa di tubazioni interrato a media e bassa pressione, di colonne montanti, di nuovi misuratori e la realizzazione di una nuova cabina di rete;
- investimenti di sviluppo della rete Metroweb per 1 milione di euro riferiti in particolare agli interventi di collegamento di sedi di utenti *business* ed attività di mantenimento della rete di lunga distanza.

TDE/EDISON (GRUPPO DELMI)

Nel primo trimestre dell'anno 2006 il settore Reti e Mercati Regolamentati del Gruppo TdE/Edison di competenza di AEM ha registrato ricavi per 13 milioni di euro, con un margine operativo lordo pari a 9 milioni di euro.

Il risultato operativo, dopo ammortamenti ed accantonamenti pari a 2 milioni di euro, è stato di 7 milioni di euro.

Servizi

L'area Servizi racchiude le attività di guida, indirizzo e controllo della gestione industriale ed i servizi centralizzati per le unità operative.

Oltre alle attività svolte in questo settore da AEM S.p.A. e dalle sue controllate dirette AEM Service S.r.l., AEM Energia S.p.A., AEM Trading S.r.l. e Delmi S.p.A. comprende, per la quota di competenza del Gruppo AEM, anche le attività relative all'area Corporate del Gruppo Edison ed a Transalpina di Energia S.r.l., società controllante Edison S.p.A..

In particolare, le società o attività incluse in tale area sono:

AEM S.p.A. e sue controllate

- **Area Corporate di AEM S.p.A..** È responsabile dello sviluppo del business, dell'indirizzo strategico, della pianificazione, del controllo, della gestione finanziaria e del coordinamento delle attività del Gruppo AEM.

Fornisce inoltre alle società controllate direttamente ed alla quasi totalità delle società collegate in maniera diretta servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, di gestione del personale, di approvvigionamenti e di comunicazione, al fine di ottimizzare le risorse disponibili nell'ambito del Gruppo e utilizzare, in modo ottimale, il *know-how* esistente in una logica di convenienza economica. Tali prestazioni sono regolate da appositi contratti di servizio stipulati annualmente.

AEM S.p.A. concede infine alle società controllate direttamente, a condizioni di mercato, l'uso di spazi per uffici e per aree operative, nonché i servizi relativi al loro utilizzo.

- **AEM Service S.r.l..** Gestisce i rapporti con la clientela diffusa sia per le società controllate direttamente da AEM S.p.A., che per terzi, svolgendo le attività di *call center*, *back office-front office*, rilievo consumi e fatturazione.
- **Delmi S.p.A..** È la società, controllata al 51% da AEM S.p.A., che detiene il 50% di Transalpina di Energia S.p.A., controllante di Edison S.p.A.. Svolge esclusivamente attività di holding.

Società consolidate proporzionalmente

- **Area Corporate Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi).** I risultati dell'area Corporate del Gruppo TdE/Edison (Gruppo Delmi) sono consolidati proporzionalmente al 50% e si riferiscono alle attività di guida, indirizzo e controllo della

gestione industriale e di servizio di Transalpina di Energia S.r.l., partecipata per il 50% da Delmi S.p.A. e per il 50% da WGRM Holding 4 S.p.A. (Società del Gruppo EDF), e che controlla a sua volta il 71,2% di Edison S.p.A., e della stessa Edison S.p.A. Include inoltre le attività di società aventi natura di *holding* di partecipazione o immobiliari.

Dati economici

milioni di euro	31.03.2006	31.03.2005	Variazioni
Ricavi Netti	30	20	10
Risultato Operativo Lordo	(11)	(3)	(8)
Ammortamenti e Accantonamenti	(4)	(3)	(1)
Risultato Operativo Netto	(15)	(6)	(9)
Investimenti	1	3	(2)

Il settore Servizi ha contribuito negativamente al risultato operativo lordo per 11 milioni di euro ed al risultato operativo netto per 15 milioni di euro.

Il contributo ai risultati dell'area Servizi da parte di AEM S.p.A. e delle sue controllate e delle società consolidate proporzionalmente, che rappresentano l'elemento di discontinuità nel perimetro di consolidamento rispetto ai dati 2005, è riportato nella tabella seguente.

milioni di euro	AEM (1)		TdE/Edison (2)		Elisioni		Servizi	
	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05	31.03.06	31.03.05
Ricavi	25	20	5				30	20
Risultato Operativo Lordo	(2)	(3)	(9)				(11)	(3)
Ammortamenti e Accantonamenti	(3)	(3)	(1)				(4)	(3)
Risultato Operativo Netto	(5)	(6)	(10)				(15)	(6)
Investimenti	1	3					1	3

(1) Include Area Corporate AEM S.p.A., AEM Service S.r.l. e Delmi S.p.A..

(2) Transalpina di Energia S.r.l. e Area Corporate Gruppo Edison.

Consolidate al 50% per il periodo 1° gennaio 2006-31 marzo 2006.

Il risultato operativo lordo del Gruppo AEM risulta in leggero miglioramento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente per effetto dell'incremento dei ricavi per servizi.

Gli investimenti, pari a 1 milione di euro, riguardano interventi sui sistemi informativi.

Altre attività

Si riferisce esclusivamente all'attività svolta dal Gruppo Edison attraverso la *joint venture* International Water Holding BV (IWH), società attiva a livello internazionale nello sviluppo e gestione di progetti di distribuzione e trattamento dell'acqua. Tali attività hanno contribuito per 1 milione di euro al risultato operativo netto del Gruppo.



ffetti della transizione agli IAS/IFRS sulla situazione
al 31 marzo 2005

Prospetto di riconciliazione del patrimonio netto

Nota	Patrimonio netto 31.03.2005 Gruppo e terzi
PATRIMONIO NETTO ITALIAN GAAP 31 marzo 2005	1.567.764.136
1) Immobilizzazioni materiali e relativi fondi ammortamento	(11.524.599)
2) Eliminazione immobilizzazioni immateriali	(8.606.674)
3) Avviamento	(20.728.910)
4) Debiti per opzioni acquisto quota 4% Edipower S.p.A.	(5.991.108)
5) Benefici ai dipendenti	(34.324.462)
6) Valore partecipazioni in collegate valutate a equity con applicazione IAS	(161.490)
7) Strumenti finanziari	132.130.568
8) Strumenti derivati	73.095.281
9) Fair value option del prestito obbligazionario	(30.248.379)
10) Variazione utile di terzi	(273.552)
11) Azioni proprie	(35.024.855)
12) altre rettifiche	31.148
13) Impatto derivante dal consolidamento di Plurigas S.p.A e Edipower S.p.A.	5.063.505
14) Effetti fiscali delle rettifiche	16.299.836
15) imposte del periodo	(45.843.914)
16) Utili trattenuti relativi a rettifiche IAS/IFRS al 31 dicembre 2004	36.191.578
PATRIMONIO NETTO IAS/ IFRS 31 marzo 2005	1.637.848.109

Note di commento al prospetto di riconciliazione del patrimonio netto conseguente l'adozione dei principi contabili IAS/IFRS al 31 marzo 2005

Nota 1) Immobilizzazioni materiali e relativi fondi ammortamento

I principi contabili internazionali richiedono la separata indicazione tra le immobilizzazioni materiali della voce "terreni". Questi ultimi non devono essere sottoposti al processo di ammortamento. Per i terreni pertinenziali, in precedenza ammortizzati unitamente al cespite che insiste sugli stessi, si è proceduto alla separazione degli stessi e all'eliminazione del relativo fondo ammortamento. Secondo i principi contabili internazionali i contributi incassati da clienti a fronte di nuovi impianti realizzati devono essere portati in diminuzione degli impianti stessi. In fase di adozione degli IAS/IFRS si è provveduto a ridurre il valore della rete di distribuzione gas per i contributi ricevuti dall'avvio operativo della società proprietaria della rete. Su tali rettifiche si è proceduto allo stanziamento delle relative imposte differite.

Le altre variazioni al 31 marzo 2005 hanno riguardato il ricalcolo degli ammortamenti sulle componenti d'impianto a vita utile differente (*component approach*). L'effetto complessivo di tali rettifiche ha determinato una riduzione del patrimonio netto per 11.525 migliaia di euro.

Nota 2) Eliminazione immobilizzazioni immateriali

Con l'adozione dei principi contabili internazionali non è ammessa la capitalizzazione di alcune tipologie di immobilizzazioni immateriali. Si è quindi proceduto all'eliminazione dei valori precedentemente iscritti tra i costi d'impianto e ampliamento, dei costi per la ricerca e di alcuni costi pre-operativi e delle relative quote di ammortamento. Su tali rettifiche si è proceduto allo stanziamento delle relative imposte differite.

Per effetto di tali rettifiche il patrimonio netto è diminuito per 8.607 migliaia di euro.

Nota 3) Avviamento

L'avviamento non è più soggetto al processo di ammortamento ma periodicamente sottoposto al processo di valutazione (*impairment test*).

Il Gruppo AEM ha ritenuto opportuno provvedere alla riapertura della *business combination* relativa all'acquisizione della quota pari al 33% della partecipazione in Metroweb S.p.A. con contestuale vendita della quota di partecipazione in Fastweb S.p.A. avvenuta nel mese di giugno 2003.

A tal proposito si segnala che l'IFRS n. 3 non regola le operazioni di acquisto di partecipazioni di minoranza da parte della controllante.

Inoltre l'operazione si configura come una "transazione non monetaria" in quanto AEM S.p.A. ha acquisito la quota di Metroweb S.p.A. precedentemente venduta a

Fastweb S.p.A. (ex e.Biscom S.p.A.) in cambio di obbligazioni convertibili di quest'ultima. Operazioni di questo tipo sono trattate dai Principi Contabili Internazionali dall'IFRS n. 3 che conferma, sul tema in oggetto, il progetto di convergenza ai Principi Contabili Statunitensi (cosiddetti USGAAP). Le transazioni "non monetarie" tra parti correlate sono trattate dagli USGAAP come "equity transaction". Pertanto l'eventuale avviamento emergente da tali operazioni a seguito dell'acquisto di una partecipazione è annullato in contropartita alla plusvalenza generata dalla vendita dell'altra partecipazione nella stessa transazione. Il valore di tale avviamento è pari a 25.055 migliaia di euro. L'effetto complessivo al 31 marzo 2005 dell'eliminazione dell'avviamento al netto delle relative quote di ammortamento comporta una riduzione del patrimonio netto di 20.729 migliaia di euro.

Nota 4) Debiti per opzioni acquisto quota 4% Edipower S.p.A.

Alla luce dei contratti e degli accordi esistenti tra gli attuali soci di Edipower S.p.A. la partecipazione in Edipower S.p.A. è stata contabilizzata come segue:

- 1) al 1° gennaio 2004 la partecipazione è pari al 20% in quanto le opzioni *put* e *call* stipulate con i soci finanziari di Edipower S.p.A. posticipano nel tempo l'acquisto del residuo 4%; per questo AEM S.p.A. iscrive una passività pari al valore dell'investimento dei soci finanziari. Gli interessi accumulati al 1° gennaio 2004 sull'investimento effettuato dai Soci Finanziatori andranno a ridurre il patrimonio netto del Gruppo AEM;
- 2) ad ogni successiva data di *reporting*, gli interessi che maturano successivamente saranno addebitati a conto economico consolidato di AEM S.p.A.;
- 3) AEM S.p.A. consolida Edipower S.p.A. secondo il metodo proporzionale (20%) in quanto è una *joint-venture*. I soci finanziatori non hanno diritto a nessuna disponibilità di capacità. Per effetto del contratto di *tolling* stipulato generalmente dalle società di trading, consolidate nel proprio bilancio, i soci industriali hanno quindi il controllo congiunto sui beni di Edipower S.p.A. proporzionalmente alla quota di disponibilità di energia (per il Gruppo AEM tale quota di disponibilità è pari al 20%). Tale quota di disponibilità è esattamente pari alla percentuale di partecipazione inclusiva dell'esercizio delle opzioni;
- 4) le opzioni sono considerate come esercitate al 1° gennaio 2004 e quindi non sono soggette alla valutazione prevista dagli IAS n. 32 e n. 39.

Al 31 marzo 2005 l'impatto sul patrimonio netto ha comportato una diminuzione di 5.991 migliaia di euro. Su tali rettifiche si è proceduto allo stanziamento delle relative imposte differite.

Nota 5) Benefici ai dipendenti

I principi contabili internazionali individuano tra le varie tipologie di benefici ai dipendenti anche i benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro. Pertanto, in fase di passaggio ai principi contabili internazionali si deve provvedere allo stanziamento del valore attuale corrispondente al rischio finanziario-attuariale delle passività previste. Per il Gruppo AEM tali passività riguardano lo sconto sull'energia elettrica e il gas e le mensilità aggiuntive riferite al premio fedeltà che vengono iscritte per la prima volta con impatto negativo sul patrimonio netto. Per quanto attiene il trattamento di fine rapporto si è provveduto a iscrivere il valore calcolato secondo il principio contabile internazionale IAS n. 19. Su tali rettifiche si è proceduto allo stanziamento delle relative imposte differite.

Gli effetti complessivi delle rettifiche hanno determinato al 31 marzo 2005 una riduzione del patrimonio netto di 34.324 migliaia di euro.

Nota 6) Valore delle partecipazioni valutate a equity

Coerentemente con quanto previsto dei principi internazionali si è proceduto alla valorizzazione secondo IAS/IFRS anche dei bilanci delle società collegate. L'effetto sul patrimonio netto del Gruppo al 31 marzo 2005 ha determinato una variazione negativa per 161 migliaia di euro.

Nota 7) Strumenti finanziari

Con l'adozione, a partire dal 1° gennaio 2005, dello IAS n. 39 le attività finanziarie detenute vengono valutate al loro *fair value*. Nello specifico la valutazione delle partecipazioni in società quotate e non, classificate nella categoria "disponibili per la vendita" e considerate strategiche da parte del Gruppo AEM, ha portato ad un maggior valore di patrimonio netto per un totale di 132.131 migliaia di euro.

Nota 8) Strumenti derivati

Per far fronte ai rischi derivanti dalle variazioni dei prezzi delle *commodity* vengono stipulati specifici contratti di copertura. Il Gruppo AEM ha stipulato specifici contratti anche a copertura del rischio tassi sia sul debito per il prestito obbligazionario sia per il debito verso Cassa Depositi e Prestiti e derivati a copertura delle variazioni del prezzo delle azioni Fastweb S.p.A. (ex e.Biscom S.p.A.).

I principi contabili internazionali fissano specifiche regole per la contabilizzazione di tali strumenti derivati. In particolare nel caso di derivati a copertura dei rischi di variabilità dei futuri flussi di cassa (*cash flow hedge*) si deve registrare il *fair value* dello strumento tra le attività/passività dello stato patrimoniale in contropartita,

qualora lo strumento si rilevi efficace, ad una riserva per coperture del patrimonio netto. Nel caso lo strumento si rilevi non pienamente efficace si deve procedere alla registrazione del *fair value* a conto economico.

Il beneficio per il patrimonio netto del Gruppo derivante dagli strumenti derivati ammonta a 73.095 migliaia di euro e si riferisce alla copertura del rischio di tasso del prestito obbligazionario, del finanziamento della Cassa Depositi e Prestiti, e alla copertura della variazione del prezzo delle azioni Fastweb S.p.A. (ex e.Biscom S.p.A.).

Nota 9) Fair value option su prestito obbligazionario

Il Gruppo AEM ha deciso di applicare a decorre dal 1° gennaio 2005 la metodologia "*fair value option*" così come previsto da "*Amendments to IAS 39 Financial Instruments: Recognition and Measurement*" pubblicato dallo IASB a giugno 2005. Il Gruppo AEM ha in essere una copertura del rischio di tasso relativa al prestito obbligazionario che non soddisfa pienamente il test di efficacia e quindi non è possibile applicare alla stessa *l'hedge accounting*, ossia la metodologia che permette di imputare a conto economico le variazioni positive o negative del *fair value* dell'elemento coperto (prestito obbligazionario AEM) e della relativa copertura (derivato). L'applicazione della metodologia *Fair Value Option*, che consiste nella valutazione al *fair value* di alcune poste finanziarie passive, ha come obiettivo la riduzione dell'asimmetria esistente tra la valutazione al costo ammortizzato della passività che si intendeva coprire e la valutazione al *fair value* del derivato di copertura che non ha soddisfatto il test di efficacia.

Nel caso di AEM S.p.A., l'asimmetria viene eliminata valutando al *fair value* anche la passività relativa all'emissione obbligazionaria ed essendo questa la più rilevante ad essa viene applicata la metodologia *Fair Value Option*.

L'effetto sul patrimonio netto è una riduzione dello stesso di 30.248 migliaia di euro al 31 marzo 2005.

Nota 10) Utile di terzi

La variazione negativa per 274 migliaia di euro è attribuibile alla rideterminazione dell'utile delle società controllate dopo le rettifiche apportate in base ai principi contabili internazionali.

Nota 11) Azioni proprie

Al 31 marzo 2005 si è provveduto alla riclassificazione per 35.025 migliaia di euro delle azioni proprie portandole a riduzione delle voci di patrimonio netto.

Nota 12) Altre rettifiche

Le altre rettifiche determinano un effetto positivo per 31 migliaia di euro.

Nota 13) Impatto derivante dal consolidamento proporzionale di Edipower S.p.A. e Plurigas S.p.A.

Il consolidamento proporzionale delle società Edipower S.p.A. e Plurigas S.p.A. ha determinato un impatto positivo per 5.064 migliaia di euro al 31 marzo 2005.

Nota 14) Effetti fiscali derivanti dall'adozione IAS/IFRS

Le rettifiche apportate in seguito all'adozione dei principi contabili internazionali hanno comportato lo stanziamento delle imposte differite in contropartita alla riserva di transizione del patrimonio netto, al 1° gennaio 2004 e al 1° gennaio 2005 mentre le variazioni al 31 marzo 2005 hanno avuto un impatto sul patrimonio netto tramite la variazione dell'utile del periodo. Tali stanziamenti comportano complessivamente l'aumento del patrimonio netto del Gruppo per 16.300 migliaia di euro al 31 marzo 2005.

Nota 15) Imposte del periodo

Nella situazione trimestrale al 31 marzo 2005 reddata secondo i principi contabili nazionali, il Gruppo AEM si era avvalso della facoltà di non rilevare le imposte di competenza sul risultato del periodo. In fase di transizione ai principi IAS/IFRS si è provveduto alla determinazione delle imposte di competenza che hanno determinato una diminuzione del patrimonio netto per 45.844 migliaia di euro.

Nota 16) Utili trattenuti relativi a rettifiche IAS/IFRS al 31 dicembre 2004

La variazione positiva per 36.192 migliaia di euro delle riserve denominate Utili trattenuti riguarda l'effetto delle rettifiche economiche IAS/IFRS sul risultato dell'esercizio 2004 riportate a nuovo nell'esercizio successivo.

Prospetto di riconciliazione conto economico

Nota	Principi contabili italiani 31.03.2005	Rettifiche Riclassificazioni IAS 31.03.2005	Utile (perdita) su attività non correnti destinate alla vendita	Quota Edipower 31.03.2005	Elisioni 31.03.2005	IAS/IFRS 31.03.2005	
RICAVI							
1)	Ricavi di vendita e prestazioni di servizi	584.985.405	12.724.072	(10.664.956)	580.006	(282.112)	587.342.415
2)	Altri ricavi operativi	31.507.374	(11.784.439)	(388.668)	43.847.025	(43.637.273)	19.544.019
Totale ricavi		616.492.779	939.633	(11.053.624)	44.427.031	(43.919.385)	606.886.434
Costi operativi							
3)	Costi per materie prime e di consumo	318.622.560		(7.464.468)	545.038		311.703.130
	Costi per servizi e altri costi operativi	104.602.009	(3.301.805)	(344.410)	19.918.730	(43.919.385)	76.955.139
	Variazione nelle scorte di prodotti finiti e lavori in corso	(572.447)					(572.447)
Totale costi operativi		422.652.122	(3.301.805)	(7.808.878)	20.463.768	(43.919.385)	388.085.822
4)	Costi per il personale	31.221.601	1.774.237	(294.394)	4.732.924		37.434.368
	Risultato operativo lordo	162.619.056	2.467.201	(2.950.352)	19.230.339		181.366.244
5)	svalutazioni, ammortamenti e accantonamenti	36.361.634	(8.178.668)	(163.326)	11.484.908		39.504.548
	Risultato operativo netto	126.257.422	10.645.869	(2.787.026)	7.745.431		141.861.696
6)	Gestione finanziaria	(8.788.289)	3.506.382	(112.708)	(4.246.466)		(9.641.081)
7)	Quota dei proventi e degli oneri derivanti dalla valutazione secondo il patrimonio netto delle partecipazioni	167.497	25.166				192.663
8)	Plusvalenze (minusvalenze) derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali		(1.020.341)				(1.020.341)
9)	Gestione straordinaria	(83.427)	83.427				
	Utile (perdita) al lordo delle imposte	117.553.203	13.240.503	(2.899.734)	3.498.965		131.392.937
10)	Oneri (proventi) per imposte sui redditi		45.843.914	(1.040.465)	1.465.836		46.269.285
	Utile (perdita) di attività operative in esercizio al netto delle imposte	117.553.203	(32.603.411)	(1.859.269)	2.033.129		85.123.652
11)	Utile (perdita) derivante da attività non correnti destinate alla vendita			1.859.269			1.859.269
	Utile (perdita) netto	117.553.203	(32.603.411)		2.033.129		86.982.921
12)	Utile (perdita) di pertinenza di terzi	(586.365)	273.552				(312.813)
UTILE (PERDITA) DEL GRUPPO		116.966.838	(32.329.859)		2.033.129		86.670.108

Note di commento alle principali rettifiche e riclassificazioni IAS/IFRS apportate alle voci del conto economico consolidato al 31 marzo 2005 del Gruppo AEM

Per le principali rettifiche operate alle singole voci del conto economico consolidato al 31 marzo 2005, vengono qui di seguito fornite brevi note di commento.

Rettifiche alle voci del Conto economico consolidato 2005 del Gruppo AEM

1) Ricavi da vendita e prestazioni di servizi

L'aumento ammonta a 12.724 migliaia di euro e riguarda la riclassificazione degli oneri sui contratti differenziali per le vendite di energia elettrica alla voce "altri ricavi operativi", l'allocazione dei contributi di allacciamento alla voce "altri ricavi operativi", la riclassificazione nella voce in esame di alcuni ricavi precedentemente iscritti tra gli altri ricavi nonché le rettifiche relative ad una diversa modalità di riconoscimento dei ricavi per lo sconto sull'energia elettrica corrisposto ai dipendenti in servizio e ai pensionati che ne hanno diritto e costituisce l'integrazione dei ricavi tariffari, non rilevati secondo i principi contabili italiani, per l'energia ceduta nell'esercizio e sottoposta a sconto il cui onere è stato rilevato con una valutazione attuariale del beneficio a favore dei dipendenti mediante l'iscrizione in un apposito fondo in fase di prima adozione dei principi contabili internazionali.

2) Altri ricavi operativi

La riduzione per 11.784 migliaia di euro è determinata principalmente dalle riclassificazioni effettuate dalla voce "Ricavi da vendita e prestazioni di servizi" come commentato nel precedente paragrafo. La voce in esame comprende inoltre la valutazione a *fair value* dei contratti differenziali a una via con l'Acquirente Unico per le vendite di energia elettrica.

3) Costi per servizi e altri costi operativi

La riduzione per 3.302 migliaia di euro si riferisce prevalentemente alla riclassificazione di alcune poste riguardanti prestazioni di servizio a favore dei dipendenti e compensi ad amministratori che secondo quanto stabilito dagli IAS/IFRS sono stati portati in aumento del costo del lavoro.

4) Costi per il personale

Sono state effettuate riclassificazioni e rettifiche che hanno determinato un incremento per 1.774 migliaia di euro per *fringe benefits*, costi per i buoni pasto, costi per compensi ad amministratori e altri costi a favore dei dipendenti che secondo i

principi contabili internazionali rientrano nei costi per il personale dell'esercizio nonché rettifiche relative alla variazione dell'accantonamento al fondo di trattamento di fine rapporto e di altri costi per benefici ai dipendenti (premi di anzianità, riduzione tariffarie) che sono stati calcolati secondo criteri attuariali.

5) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

La variazione complessiva ha determinato una riduzione per 8.179 migliaia di euro e si riferisce prevalentemente all'eliminazione delle quote di ammortamento, degli avviamenti e delle differenze di consolidamento che, sulla base degli IAS/IFRS, non devono essere più ammortizzati, ma sottoposti annualmente a *impairment test*. Le altre rettifiche sono attribuibili all'eliminazione degli ammortamenti dei costi di impianto e ampliamento e di altre immobilizzazioni immateriali che sono state annullate in fase di prima adozione dei principi contabili internazionali.

Il valore degli ammortamenti è stato inoltre rettificato a seguito della separazione di alcune componenti d'impianti e macchinari con vita utile differente (*component approach*) sulle quali sono stati ricalcolati gli ammortamenti.

6) Gestione finanziaria

La variazione risulta positiva per 3.506 migliaia di euro e riguarda la rilevazione del *fair value* del debito relativo al prestito obbligazionario emesso e del derivato stipulato a copertura del prestito stesso, nonché gli oneri finanziari maturati al 31 marzo 2005 sul debito per l'esercizio anticipato delle opzioni per l'acquisto dell'ulteriore 4% della partecipazione Edipower S.p.A. dagli altri soci finanziatori ed iscritto in fase di prima adozione degli IAS/IFRS.

7) Proventi e oneri da valutazione secondo il metodo del patrimonio netto delle partecipazioni in società collegate

La rettifica positiva per 25 migliaia di euro riguarda le valutazioni a patrimonio netto delle partecipazioni in società collegate del Gruppo.

8) Plusvalenze (minusvalenze) derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali

La variazione negativa per 1.020 migliaia di euro riguarda la riclassificazione dalla gestione straordinaria e dagli altri costi operativi delle plusvalenze e delle minusvalenze realizzate per la dismissione di immobili.

Note di commento alle principali rettifiche e riclassificazioni IAS/IFRS

9) Gestione straordinaria

In base ai nuovi principi IAS/IFRS che non prevedono più proventi e oneri derivanti dalla gestione straordinaria sono state effettuate riclassificazioni che hanno determinato una variazione di 83 migliaia di euro.

10) Oneri (proventi) per imposte sui redditi

Nella situazione trimestrale al 31 marzo 2005, redatta secondo i precedenti principi contabili nazionali, il Gruppo AEM si era avvalso della facoltà di non calcolare le imposte di competenza.

In fase di transizione ai principi IAS/IFRS si è provveduto ad effettuare il calcolo delle imposte di competenza del periodo che ammontano a 45.844 migliaia di euro.

Tale valore comprende anche le imposte differite attive/passive calcolate sulle differenze tra i valori iscritti ai fini IAS/IFRS e quelli consentiti dalla normativa fiscale.

11) Utile (perdita) derivante da attività non correnti destinate alla vendita

In relazione all'applicazione dell'IFRS n. 5 si è provveduto a classificare in un apposita voce di conto economico i risultati delle società destinate ad essere cedute. Tale valore ammonta al 31 marzo 2005 a 1.859 migliaia di euro.

12) Utile (perdita) di terzi

La variazione per 274 migliaia di euro è attribuibile alla rideterminazione dell'utile delle società controllate dopo le rettifiche apportate in base ai principi contabili internazionali.

CONSOLIDAMENTO PROPORZIONALE DELLA SOCIETÀ EDIPOWER S.p.A.

Gli effetti del consolidamento proporzionale del 20% della società Edipower S.p.A. hanno determinato un aumento dell'utile del Gruppo di 2.033 migliaia di euro.



Redatti secondo i criteri indicati nell'Allegato 3C-*bis* della delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni, nonché secondo i principi contabili nazionali in materia di bilancio d'esercizio.

Relazione Trimestrale al 31 marzo 2006

Stato patrimoniale Fonti/Impieghi AEM S.p.A.

	Bilancio al 31.03.2006			Bilancio al 31.12.2005			Bilancio al 31.03.2005		
	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%
CAPITALE INVESTITO									
IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	26.542.530		0,7	20.827.295		0,5	18.971.429		0,6
IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	832.473.357		21,6	832.109.012		21,9	806.015.263		27,0
IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE									
Partecipazioni	2.898.600.283		75,1	2.904.752.265		76,3	2.142.952.168		71,7
Azioni proprie	22.756.324		0,6	22.756.324		0,6	35.024.854		1,2
Altri crediti	1.865		0,0	9.355		0,0	10.882		0,0
Depositi cauzionali	214.383		0,0	218.416		0,0	191.393		0,0
(FONDI RISCHI ED ONERI)	(144.356.219)		(3,7)	(139.726.716)		(3,7)	(105.362.563)		(3,5)
(TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO)	(25.686.804)		(0,7)	(22.048.929)		(0,6)	(22.972.417)		(0,8)
* CAPITALE IMMOBILIZZATO NETTO	3.610.545.719		93,6	3.618.897.022		95,1	2.874.831.009		96,2
Rimanenze	677.642		0,0	714.649		0,0	790.761		0,0
Crediti a breve	477.828.384		12,4	415.780.583		10,9	343.550.772		11,5
Ratei e risconti attivi	32.578.543		0,8	22.928.784		0,6	37.024.088		1,2
(Debiti verso fornitori)	(76.888.557)		(2,0)	(103.219.122)		(2,7)	(100.661.499)		(3,4)
(Altri debiti)	(177.151.328)		(4,6)	(143.350.330)		(3,8)	(157.698.794)		(5,3)
(Ratei e risconti passivi)	(10.305.871)		(0,3)	(5.548.777)		(0,1)	(9.433.499)		(0,3)
* CAPITALE DI FUNZIONAMENTO	246.738.813		6,4	187.305.787		4,9	113.571.829		3,8
** TOTALE CAPITALE INVESTITO	3.857.284.532	100,0		3.806.202.809	100,0		2.988.402.838	100,0	
FONDI DI COPERTURA									
* TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.125.614.023		55,1	2.124.613.086		55,8	2.056.907.102		68,8
Crediti finanziari immobilizzati	1.136.159		0,0	1.136.159		0,0	1.189.628		0,0
Debiti finanziari immobilizzati	1.096.187.844		28,4	1.217.413.824		32,0	747.412.013		25,0
(1) TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA OLTRE L'ESERCIZIO SUCCESSIVO	1.095.051.685		28,4	1.216.277.665		32,0	746.222.385		25,0
Crediti finanziari entro l'esercizio successivo	207.393.125		5,4	274.474.851		7,2	717.677.572		24,0
Disponibilità liquide	27.531.663		0,7	13.542.726		0,4	221.346.637		7,4
Debiti finanziari entro l'esercizio successivo	871.543.612		22,6	753.329.635		19,8	1.124.297.560		37,6
(2) TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA ENTRO L'ESERCIZIO SUCCESSIVO	636.618.824		16,5	465.312.058		12,2	185.273.351		6,2
* TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (1 + 2)	1.731.670.509		44,9	1.681.589.723		44,2	931.495.736		31,2
** TOTALE FONTI	3.857.284.532	100,0		3.806.202.809	100,0		2.988.402.838	100,0	

Conto economico riclassificato AEM S.p.A.

	Bilancio al 31.03.2006			Bilancio al 31.03.2005			Bilancio al 31.12.2005		
	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%
A. VOLUME D'AFFARI		77.944.383	100,0		63.888.680	100,0		295.170.516	100,0
Vendita energia elettrica	386.453		0,5	118.261		0,2	456.398		0,2
Vendita energia a controllate	445.127		0,6	259.386		0,4	1.126.625		0,4
Vendita materiali a controllate	2.349		0,0	2.035		0,0	77.103		0,0
Prestazioni a controllante	5.472.101		7,0	6.232.549		9,8	24.916.982		8,4
Prestazioni per conto terzi	2.164.637		2,8	3.380.183		5,3	18.102.568		6,1
Prestazioni di servizi e altre vendite a controllate	21.632.303		27,8	12.401.760		19,4	97.007.816		32,9
Prestazioni di servizi a collegate	266.041		0,3	191.347		0,3	1.137.713		0,4
Affitti a controllate	40.908.919		52,5	40.189.223		62,9	125.892.046		42,7
Affitti a collegate	204.834		0,3	178.744		0,3	864.627		0,3
Altri ricavi intragruppo	120.067		0,2				1.047.012		0,4
Altri ricavi di esercizio	6.341.552		8,1	935.192		1,5	24.541.626		8,3
B. ONERI ESTERNI		31.510.134	40,4		30.374.981	47,5		151.735.624	51,4
Combustibili ed acquisti di energia	312.246		0,4	194.631		0,3	901.393		0,3
Materiali	185.886		0,2	2.912.270		4,6	4.544.443		1,5
Materiali da controllate	157.527		0,2	25.807		0,0	123.197		0,0
Appalti e lavori	2.689.786		3,5	1.650.671		2,6	23.266.806		7,9
Onere di vettoriamiento	16.016		0,0	6.045		0,0	23.664		0,0
Prestazioni di servizi	9.066.036		11,6	7.744.437		12,1	35.690.763		12,1
Prestazioni di servizi da controllate	8.549.420		11,0	8.759.935		13,7	39.975.403		13,5
Prestazioni di servizi da collegate	3.375.938		4,3	2.546.450		4,0	14.129.191		4,8
Costi per godimento beni di terzi	2.009.566		2,6	2.007.533		3,1	8.257.169		2,8
Costi per godimento beni da controllate				37.088		0,1	89.363		0,0
Contributi comuni montani e canoni deriv. acqua	2.973.681		3,8	2.062.869		3,2	8.988.459		3,0
Imposte e tasse dell'esercizio	1.137.632		1,5	725.144		1,1	4.691.280		1,6
Oneri diversi intragruppo	12.799		0,0	1.702.101		2,7	33.125		0,0
Altri costi di esercizio	1.023.601		1,3				11.021.368		3,7
C. VALORE AGGIUNTO (A - B)		46.434.249	59,6		33.513.699	52,5		143.434.893	48,6
D. COSTO DEL LAVORO		11.455.955	14,7		9.716.580	15,2		41.948.666	14,2
Spese di personale	11.455.955		14,7	9.716.580		15,2	41.948.666		14,2
E. MARGINE OPERATIVO LORDO (C - D)		34.978.294	44,9		23.797.119	37,2		101.486.227	34,4
F. AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI		10.363.749	13,3		8.045.226	12,6		78.190.761	26,5
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	8.492.604		10,9	6.675.427		10,4	31.927.595		10,8
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	1.245.505		1,6	1.039.373		1,6	5.375.093		1,8
Altre svalutazioni delle immobilizzazioni							173.055		0,1
Accantonamenti al fondo svalutazione crediti	1.021		0,0				10.726		0,0
Accantonamento al fondo rischi specifici	624.619		0,8	330.426		0,5	40.704.292		13,8
G. RISULTATO OPERATIVO (E - F)		24.614.545	31,6		15.751.893	24,7		23.295.466	7,9

Relazione Trimestrale al 31 marzo 2006

	Bilancio al 31.03.2006			Bilancio al 31.03.2005			Bilancio al 31.12.2005		
	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%
H. ONERI FINANZIARI		21.649.331	27,8		8.112.469	12,7		48.423.270	16,4
Oneri finanziari su c/c verso controllante	425.623		0,5	372.718		0,6	1.793.114		0,6
Interessi su debiti verso controllate	589.596		0,8	102.359		0,2	7.468.874		2,5
Interessi su debiti verso collegate							11.226		0,0
Altri oneri finanziari	14.482.129		18,6	7.637.392		12,0	38.897.771		13,2
Svalutazioni di partecipazioni	6.151.983		7,9						
Perdite su cambi							252.285		0,1
I. PROVENTI FINANZIARI		2.989.562	3,8		5.312.737	8,3		148.633.200	50,4
Proventi da partecipazioni				337.091		0,5	133.766.098		45,3
Proventi finanziari su c/c verso controllate	2.253.719		2,9	2.623.883		4,1	10.549.895		3,6
Altri proventi finanziari	735.843		0,9	2.351.763		3,7	4.245.260		1,4
Utili su cambi							71.947		0,0
L. TOTALE PROVENTI/ONERI FINANZIARI (I - H)		(18.659.769)	(23,9)		(2.799.732)	(4,4)		100.209.930	33,9
M. UTILE CORRENTE (G + L)		5.954.776	7,6		12.952.161	20,3		123.505.396	41,8
N. PROVENTI/ONERI DI GESTIONE STRAORDINARIA					(87.582)	(0,1)		50.297.736	17,0
Gestione straordinaria				(87.582)		(0,1)	50.297.736		17,0
Gestione straordinaria da disinquinamento fiscale									
O. UTILE ANTE IMPOSTE (M + N)		5.954.776	7,6		12.864.579	20,1		173.803.132	58,9
P. IMPOSTE DI COMPETENZA		4.953.839	6,4		7.046.164	11,0		5.662.838	1,9
Imposte correnti	695.798		0,9	5.162.574		8,1	2.821.784		1,0
Imposte anticipate	(1.166.511)		(1,5)	(35.794)		(0,1)	(9.378.148)		(3,2)
Imposte differite	5.424.552		7,0	1.919.384		3,0	12.219.202		4,1
Q. UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO								168.140.294	57,0
P. UTILE NETTO DEL PERIODO		1.000.937	1,3		5.818.415	9,1			

Rendiconto finanziario di cash flow AEM S.p.A.

	Bilancio al 31.03.2006	Bilancio al 31.12.2005	Bilancio al 31.03.2005
Cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo			
Utile netto del periodo	1.000.937		5.818.415
Utile netto d'esercizio		168.140.293	
Ammortamento immobilizzazioni materiali	8.492.604	31.927.595	6.675.427
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	1.245.505	5.375.093	1.039.373
Variazioni delle attività e delle passività:			
Crediti per vendite e prestazioni	(3.267.092)	(194.906)	(3.919.127)
Crediti verso controllante	(427.027)	13.737.497	4.635.389
Crediti verso controllate	(79.579.264)	(73.498.954)	(3.438.183)
Crediti verso collegate	(119.002)	(1.930.759)	664.289
Altri crediti	21.356.108	(9.010.354)	3.415.464
Rimanenze	37.007	47.256	(28.856)
Ratei e risconti attivi	(9.649.759)	7.190.371	(6.904.933)
Debiti verso fornitori	(26.330.565)	(26.755.830)	(29.313.453)
Debiti verso controllante	395	27.693	5.227
Debiti verso controllate	(2.466.672)	(36.480.014)	(12.236.278)
Debiti verso collegate	(1.745.167)	(3.071.949)	1.221.160
Altri debiti	38.012.441	39.333.910	21.555.155
Acconti da clienti		(3.612.840)	
Ratei e risconti passivi	4.757.094	1.288.836	5.173.558
T.F.R.	3.637.875	(455.435)	468.053
Altri fondi	4.629.503	36.617.963	2.253.810
Totale cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo	(40.415.079)	148.675.466	(2.915.510)
Cash flow assorbiti dalle attività di investimento			
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(15.817.689)	(75.873.178)	(18.335.675)
Azioni proprie		12.268.531	
Partecipazioni	6.151.982	(762.074.957)	(274.860)
Totale cash flow assorbiti dalle attività di investimento	(9.665.707)	(825.679.604)	(18.610.535)
Free cash flow	(50.080.786)	(677.004.138)	(21.526.045)
Cash flow generati dalle attività di finanziamento			
Debiti verso banche	(33.651.602)	547.844.552	
Crediti finanziari		(1.588)	(53.469)
Crediti c/c verso società controllate	67.081.726	52.975.819	(390.228.490)
Debiti c/c verso società controllate	39.904.148	(17.923.538)	436.885.396
Debiti in c/c verso il Comune di Milano	(9.264.549)	(6.342.703)	(13.868.775)
Debiti c/c verso società collegate			1.527.804
Variazioni di patrimonio netto			
Utile distribuito		(94.615.894)	
Totale cash flow generati dalle attività di finanziamento	64.069.723	481.936.648	34.262.466
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	13.988.937	(195.067.490)	12.736.421
DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO/PERIODO	13.542.726	208.610.216	208.610.216
DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO/PERIODO	27.531.663	13.542.726	221.346.637

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

	Bilancio al 31.03.2006	Bilancio al 31.12.2005	Bilancio al 31.03.2005
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA			
Liquidità netta	27.531.663	13.542.726	221.346.637
Crediti finanziari	1.136.159	1.136.159	1.189.628
Crediti verso società collegate	1.588	1.588	
Debiti verso società collegate			(1.527.804)
Crediti c/c verso società controllate	207.391.537	274.473.263	717.677.572
Debiti c/c verso società controllate	(141.666.357)	(101.762.209)	(556.571.143)
c/c Comune di Milano	(61.209.298)	(70.473.847)	(62.947.775)
Debiti verso banche	(1.264.855.801)	(1.298.507.403)	(750.662.851)
Altri finanziatori			
Prestito obbligazionario	(500.000.000)	(500.000.000)	(500.000.000)
TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	(1.731.670.509)	(1.681.589.723)	(931.495.736)

Variazione della posizione finanziaria netta AEM S.p.A.

	Bilancio al 31.03.2006	Bilancio al 31.12.2005	Bilancio al 31.03.2005
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio/periodo	(1.681.589.723)	(909.969.691)	(909.969.691)
Cash flow assorbiti dalle operazioni d'esercizio/periodo			
Utile netto del periodo	1.000.937		5.818.415
Utile netto d'esercizio		168.140.293	
Ammortamento immobilizzazioni materiali	8.492.604	31.927.595	6.675.427
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	1.245.505	5.375.093	1.039.373
Variazioni delle attività e delle passività:			
Crediti per vendite e prestazioni	(3.267.092)	(194.906)	(3.919.127)
Crediti verso controllante	(427.027)	13.737.497	4.635.389
Crediti verso controllate	(79.579.264)	(73.498.954)	(3.438.183)
Crediti verso collegate	(119.002)	(1.930.759)	664.289
Altri crediti	21.356.108	(9.010.354)	3.415.464
Rimanenze	37.007	47.256	(28.856)
Ratei e risconti attivi	(9.649.759)	7.190.371	(6.904.933)
Debiti verso fornitori	(26.330.565)	(26.755.830)	(29.313.453)
Debiti verso controllante	395	27.693	5.227
Debiti verso controllate	(2.466.672)	(36.480.014)	(12.236.278)
Debiti verso collegate	(1.745.167)	(3.071.949)	1.221.160
Altri debiti	38.012.441	39.333.910	21.555.155
Acconti da clienti		(3.612.840)	
Ratei e risconti passivi	4.757.094	1.288.836	5.173.558
T.F.R.	3.637.875	(455.435)	468.053
Altri fondi	4.629.503	36.617.963	2.253.810
Totale cash flow assorbiti dalle operazioni d'esercizio/periodo	(40.415.079)	148.675.466	(2.915.510)
Cash flow assorbiti dalle attività di investimento			
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(15.817.689)	(75.873.178)	(18.335.675)
Azioni proprie		12.268.531	
Partecipazioni	6.151.982	(762.074.957)	(274.860)
Totale cash flow assorbiti dalle attività di investimento	(9.665.707)	(825.679.604)	(18.610.535)
Free cash flow	(50.080.786)	(677.004.138)	(21.526.045)
Cash flow assorbiti da variazioni di patrimonio netto			
Variazioni di patrimonio netto			
Utile distribuito		(94.615.894)	
Totale cash flow assorbiti da variazioni di patrimonio netto		(94.615.894)	
Posizione finanziaria netta alla fine dell'esercizio/periodo	(1.731.670.509)	(1.681.589.723)	(931.495.736)

Relazione trimestrale al 31 marzo 2006

	Bilancio al 31.03.2006	Bilancio al 31.12.2005	Bilancio al 31.03.2005
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA			
Liquidità netta	27.531.663	13.542.726	221.346.637
Crediti finanziari	1.136.159	1.136.159	1.189.628
Crediti verso società collegate	1.588	1.588	
Debiti verso società collegate			(1.527.804)
Crediti c/c verso società controllate	207.391.537	274.473.263	717.677.572
Debiti c/c verso società controllate	(141.666.357)	(101.762.209)	(556.571.143)
c/c Comune di Milano	(61.209.298)	(70.473.847)	(62.947.775)
Debiti verso banche	(1.264.855.801)	(1.298.507.403)	(750.662.851)
Prestito obbligazionario	(500.000.000)	(500.000.000)	(500.000.000)
TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	(1.731.670.509)	(1.681.589.723)	(931.495.736)



corso di Porta Vittoria 4 - 20122 Milano
www.aem.it - aem@aem.it