



Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Il Gruppo AEM al 30 settembre 2005 _____	3
Dati di sintesi Gruppo AEM _____	4
AEM in Borsa _____	6
Organi sociali _____	7
Fatti di rilievo dei primi nove mesi del 2005 _____	8

Osservazioni degli amministratori sull'andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria Gruppo AEM _____	12
Eventi di rilievo successivi alla chiusura del 3° trimestre _____	20
Evoluzione prevedibile della gestione _____	22

Prospetti contabili consolidati

Stato Patrimoniale _____	24
Conto Economico _____	28
Rendiconto finanziario bilancio consolidato _____	32
Variazione della posizione finanziaria netta bilancio consolidato _____	34
Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto di Gruppo _____	36
Stato patrimoniale Fonti/Impieghi _____	38

Nota di commento ai prospetti contabili

Il quadro normativo e l'adozione dei principi contabili internazionali (IAS/IFRS)	40
Informazioni di carattere generale _____	42
Area di consolidamento _____	43
Criteri e procedure di consolidamento _____	44
Principi contabili e criteri di valutazione _____	46

Commento alle voci di bilancio consolidato

1. Stato Patrimoniale _____	59
2. Conto Economico _____	80

Allegati alla nota di commento ai prospetti contabili

1. Prospetto delle variazioni delle immobilizzazioni materiali _____	92
2. Prospetto delle variazioni delle immobilizzazioni immateriali _____	94
3. Elenco delle Imprese incluse nel bilancio consolidato e delle altre partecipazioni _____	96

Indice

Effetti della transizione agli IAS/IFRS sulla situazione al 30 settembre 2004

Prospetto di riconciliazione del Patrimonio Netto _____	100
Note di commento al prospetto di riconciliazione del patrimonio netto conseguente l'adozione dei principi contabili IAS/IFRS al 30 settembre 2004 _	101
Prospetto di riconciliazione di Conto Economico _____	105
Note di commento alle principali rettifiche e riclassificazioni IAS/IFRS apportate alle voci del conto economico consolidato al 30 settembre 2004 del Gruppo AEM. _____	106

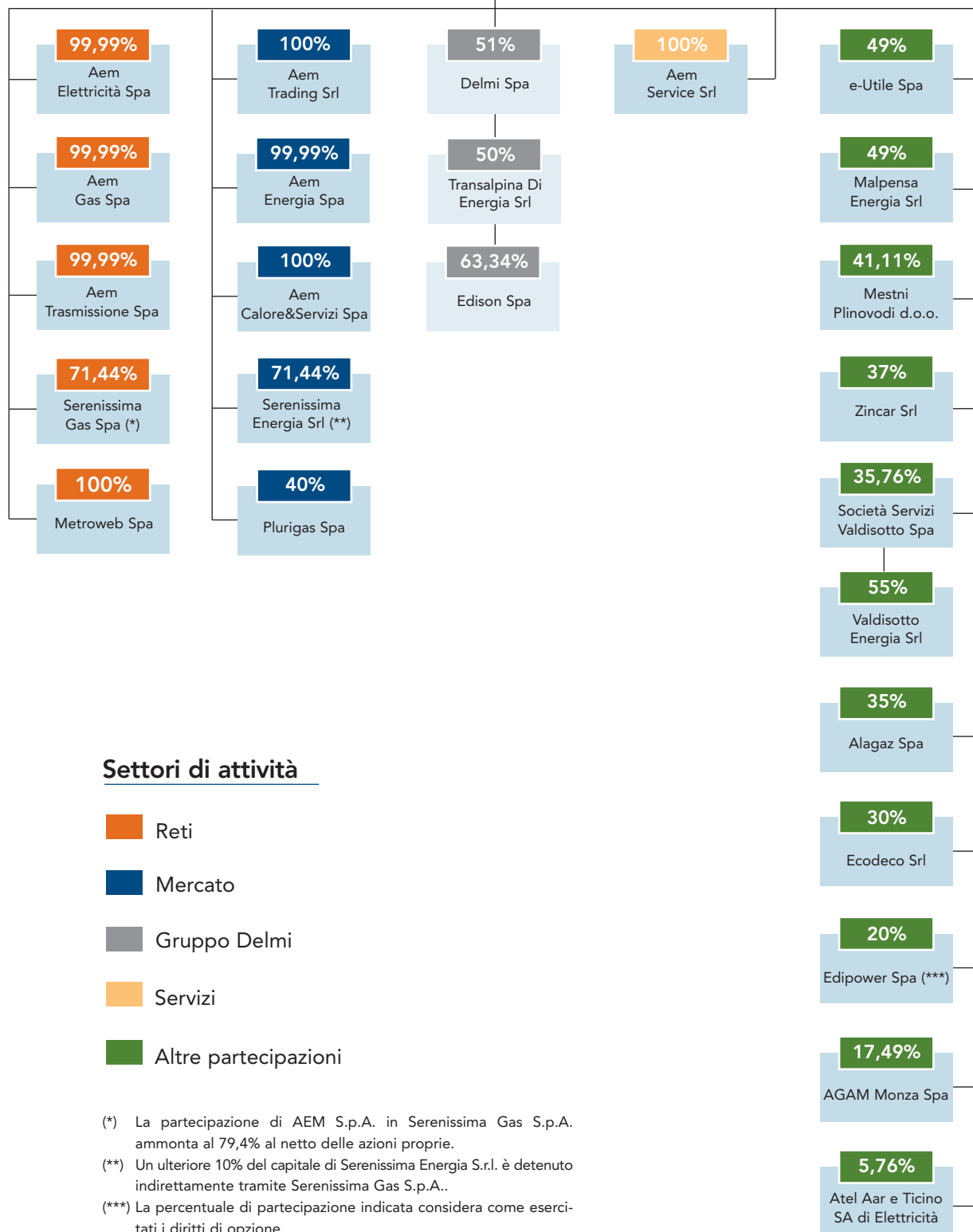
Analisi dei principali settori di attività

Risultati per settore di attività _____	110
Bilancio energia _____	113
Principali settori di attività _____	114
Scenario energetico nazionale _____	115
Produzione di energia elettrica _____	116
Reti _____	128
Mercato _____	153
Servizi _____	173
Altre informazioni: _____	175
– Azioni proprie _____	175
– Procedura di infrazione comunitaria _____	175
– La gestione dei rischi _____	178
– Derivati _____	183
– Derivati Gruppo Delmi/Gruppo Edison _____	185
– Contratti differenziali _____	186
– Covenants _____	188
– Concessioni del Gruppo AEM _____	191
– Concessioni del Gruppo Delmi/Gruppo Edison _____	192
– Altri impegni e rischi del Gruppo Delmi/Gruppo Edison _____	196
– Aggiornamento delle principali vertenze giudiziarie e fiscali in corso del Gruppo Delmi/Gruppo Edison _____	199

Prospetti contabili della capogruppo AEM S.p.A.

Stato patrimoniale Fonti/Impieghi AEM S.p.A. _____	202
Conto economico riclassificato AEM S.p.A. _____	203
Rendiconto finanziario AEM S.p.A. _____	205
Variazione della posizione finanziaria netta AEM S.p.A. _____	206

Il Gruppo AEM al 30 settembre 2005



Dati di sintesi Gruppo AEM

Dati economici - milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004	3° trim. 2005	3° trim. 2004
Ricavi	1.456,4	1.312,1	396,9	379,3
Costi operativi	(972,8)	(807,2)	(281,1)	(250,6)
Costi per il personale	(110,9)	(108,9)	(35,3)	(34,6)
Risultato operativo lordo	372,7	396,0	80,5	94,1
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(147,3)	(119,0)	(41,5)	(42,8)
Risultato operativo netto	225,4	277,0	39,0	51,3
Gestione finanziaria	5,5	(45,4)	(11,5)	(17,0)
Quote di risultato di società valutate al Patrimonio netto	0,7	0,1	0,8	0,0
Minusvalenze/Plusvalenze derivanti da dismissioni di immobilizzazioni materiali	(1,5)	9,6	(0,5)	(0,8)
Utile ante imposte	230,1	241,3	27,8	33,5
Oneri per imposte sui redditi	(62,2)	(77,5)	(5,8)	(7,5)
Risultato di terzi	(1,3)	(0,4)	(0,4)	0,0
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo	166,6	163,4	21,6	26,0
Risultato operativo lordo/Ricavi netti	25,6%	30,2%	20,3%	24,8%

Dati finanziari - milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
Cash flow operativo	934,4	184,8
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(6.547,6)	(153,3)
Free cash flow	(5.613,2)	31,5

Dati patrimoniali - milioni di euro	30.09.2005	31.12.2004
Capitale investito netto	9.158,3	3.367,3
Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	3.663,9	1.385,2
Posizione finanziaria netta consolidata	(5.494,4)	(1.982,1)
Posizione finanziaria netta consolidata/ Patrimonio netto del Gruppo e di terzi	1,50	1,43
Posizione finanziaria netta consolidata/ Patrimonio netto AEM S.p.A.	2,73	0,97
Posizione finanziaria netta consolidata/ Market Cap	1,70	0,71

Principali dati operativi	30.09.2005	30.09.2004
Clienti serviti (migliaia)	1.713	1.745
Addetti (numero medio del periodo)	2.782	2.914
(milioni di kWh)		
Energia elettrica distribuita	5.600	5.454
Energia elettrica venduta	11.039 (**)	10.289 (**)
(milioni di metri cubi)		
Gas metano distribuito	849	842
Gas metano venduto	744 (**)	752 (**)
(milioni di kWh)		
Calore venduto	256 (*)	235 (*)

(*) Valore al netto del calore ceduto a clienti nell'ambito dei contratti di gestione calore.

(**) Include le vendite a società del Gruppo quando clienti finali.

Dati societari di AEM S.p.A.	30.09.2005	31.12.2004
Capitale Sociale (euro)	936.024.648	936.024.648
(valore nominale 0,52 euro)		
Numero azioni ordinarie	1.800.047.400	1.800.047.400
Numero azioni proprie	14.841.850	22.751.455

Indicatori significativi	30.09.2005	30.09.2004
Media Euribor a tre mesi	2,132%	2,087%
Prezzo medio del greggio Brent 1° (nove mesi) (usd/bbl)	53,540	36,320
Cambio medio €/€ (*)	1,26	1,23

(*) Fonte Ufficio Italiano Cambi.

AEM in Borsa

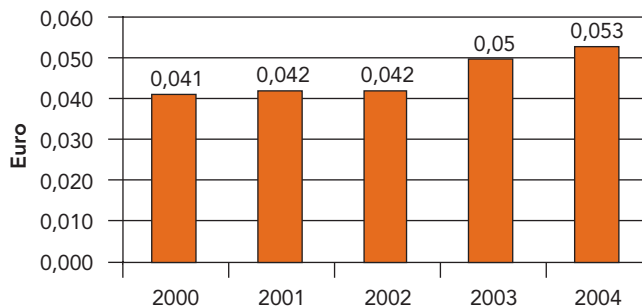
Dati di borsa

Capitalizzazione al 30/9/2005:	€ 3.229m
Capitalizzazione media del 2004:	€ 2.774m
Volumi giorn. medi dei primi 9 mesi 2005:	5.213.652
Volumi giorn. medi del 2004:	2.826.170

Dati azionari (euro per azione)

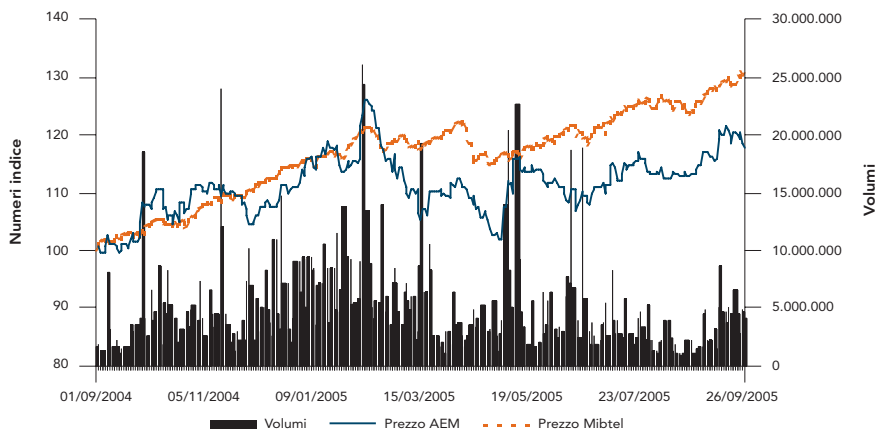
Prezzo di collocamento (7/98)	0,8625
Prezzo medio del 2004	1,5413
Prezzo medio dei primi 9 mesi 2005	1,7231
Prezzo massimo dei primi 9 mesi 2005	1,9190
Prezzo minimo dei primi 9 mesi 2005	1,5520
Numero di azioni (m)	1.800

Dividendo AEM



Nel mese di giugno 2005 AEM ha distribuito un dividendo di € 0,053 per azione: negli ultimi 4 anni il dividendo AEM è cresciuto in media annua del 6,6%

AEM - prezzo e volumi - e Mibtel (prezzi 01/09/2004 = 100)



AEM è presente nei seguenti indici:

MIDEX (*)
DJ STOXX
DJ EUROSTOXX
FTSE

Indici etici:

FTSE4Good
Ethibel Sustainability
Axia Ethical

Fonte dei dati: Bloomberg

(*) A partire dal 31 ottobre, uscita dal MIDEX per l'ingresso nel S&P/MIB.

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 dei primi nove mesi del 2005

Adozione dei principi contabili internazionali IAS/IFRS

La presente relazione trimestrale 2005 é redatta secondo i principi contabili internazionali IAS/IFRS. Il Gruppo AEM ha adottato i principi contabili internazionali, International Financial Reporting Standards, a partire dall'esercizio 2004, con data di transizione agli IAS/IFRS al 1° gennaio 2004, ad esclusione degli IAS n. 32 e n. 39 adottati dall'esercizio 2005, con data di transizione al 1° gennaio 2005. Il bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso il 31 dicembre 2004 è stato l'ultimo ad essere redatto secondo i Principi Contabili Italiani.

Come richiesto dall'IFRS 1 e dall'art. 81 del Regolamento Emittenti n. 11971/1999, adottato dalla Consob con Delibera n. 14990 del 14 aprile 2005, ad integrazione della Relazione semestrale 2005 è stato predisposto un fascicolo di transizione in cui sono riportati i prospetti di riconciliazione fra i valori già determinati secondo i principi contabili italiani e quelli rideterminati secondo gli IFRS, corredati dalle relative note di commento alle rettifiche.

Cessione partecipazione in Zincar S.r.l.

Il 9 marzo 2005 AEM S.p.A. ha ceduto al Comune di Milano il 51% del capitale sociale della società Zincar S.r.l.. Il successivo 16 giugno 2005, AEM S.p.A. ha ceduto un ulteriore 12% del capitale sociale all'Unione del Commercio del Turismo dei Servizi e delle Professioni della Provincia di Milano. Al 30 settembre 2005 AEM S.p.A. detiene il 37% del capitale sociale di Zincar S.r.l..

Vendita ramo nazionale AEM Calore & Servizi S.p.A.

Il 1° aprile 2005 è stata perfezionata la cessione, da parte di AEM Calore & Servizi S.p.A. a favore di Cofathec S.p.A., del ramo d'azienda operante nei servizi di gestione calore e di *facility management* in ambiti territoriali diversi da quelli dell'area metropolitana di Milano. Il ramo d'azienda ceduto era costituito da un portafoglio di 93 contratti attivi, del valore complessivo di 106 milioni di euro.

Acquisto partecipazione in Ecodeco S.r.l.

Il 22 aprile 2005 AEM S.p.A. ha perfezionato l'acquisizione del 30% di Ecodeco S.r.l., holding industriale del Gruppo Ecodeco attivo in Italia, Gran Bretagna e Spagna, e operante nella produzione di energia elettrica da termovalorizzazione dei rifiuti e da biogas, nonché nel trattamento e smaltimento di rifiuti.

Il valore dell'acquisizione, pari a 69 milioni di euro, è stato corrisposto da AEM

S.p.A. in parte mediante la cessione di 7.909.605 azioni proprie e, per la parte rimanente, mediante sottoscrizione di un aumento di capitale ad essa riservato e di un finanziamento soci per un valore complessivo di 55 milioni di euro.

L'accordo contrattuale conferisce ad AEM S.p.A. un diritto all'acquisto (*call option*) dell'intero capitale sociale di Ecodeco S.r.l. esercitabile, in date prestabilite, nel corso del triennio 2006-2008.

Aumento capitale e conclusione degli accordi per la partecipazione di soci industriali e finanziari al capitale di Delmi S.p.A.

Il 23 marzo 2005 la società AEM Delmi S.r.l. si è trasformata nella società Delmi S.p.A. con un incremento del capitale sociale da 10 migliaia di euro a 120 migliaia di euro. Il 1° aprile 2005 AEM S.p.A. ha ceduto alla Società Elettrica Altoatesina S.p.A., società controllata dalla Provincia di Bolzano, n. 6.000 azioni della società Delmi S.p.A., pari al 5% del capitale sociale.

In data 18 luglio 2005, AEM S.p.A., Enia S.p.A., Società Elettrica Altoatesina-SEL S.p.A. ("SEL"), Dolomiti Energia ("DE"), Mediobanca-Banca di Credito Finanziario S.p.A. ("Mediobanca"), Banca Popolare di Milano S.c.ar.l. ("BPM") e Fondazione Cassa di Risparmio di Torino ("CRT") hanno concluso un accordo di investimento e patto parasociale relativi a Delmi S.p.A..

Il capitale di Delmi S.p.A. risulta quindi partecipato come di seguito indicato: AEM per una quota pari al 51%, Enia per una quota pari al 15%, SEL per una quota pari al 10%, DE per una quota pari al 10%, Mediobanca per una quota pari al 6%, CRT per una quota pari al 5% e BPM per una quota pari al 3%.

Accordo con Électricité de France (EdF) per l'acquisto del controllo congiunto di Edison S.p.A.

Il 12 maggio 2005 AEM S.p.A. e EdF hanno raggiunto un accordo finalizzato all'acquisto del controllo congiunto di Edison S.p.A., tramite le controllate Delmi S.p.A. e WGRM Holding 4 S.p.A..

L'acquisizione avverrà tramite un'apposita società denominata Transalpina di Energia S.r.l. (TdE).

Successivamente, ai sensi di legge, TdE promuoverà un'offerta pubblica di acquisto obbligatoria sulle azioni ordinarie Edison. Contestualmente, sarà promossa anche un'offerta pubblica di acquisto volontaria sui *warrants* emessi da Edison e convertibili in azioni ordinarie Edison.

Il fabbisogno finanziario per l'acquisizione sarà finanziato, per la quota di competenza di AEM S.p.A., tramite ricorso a debito bancario.

Fatti di rilievo dei primi nove mesi del 2005

Cessione azioni Fastweb S.p.A.

Il 28 giugno 2005 AEM S.p.A. ha venduto n. 6.696.424 azioni ordinarie di Fastweb S.p.A. pari all'8,4% del capitale sociale.

La Commissione Europea autorizza l'acquisto del controllo congiunto su Edison S.p.A.

In data 12 agosto 2005 la Commissione Europea ha autorizzato ai sensi della normativa comunitaria in materia di controllo sulle concentrazioni, l'acquisto del controllo congiunto da parte di EDF S.A. e di AEM S.p.A. su Edison S.p.A. attraverso Transalpina di Energia S.r.l., società il cui capitale è detenuto in misura paritetica dal gruppo EDF e da Delmi S.p.A..

Acquisizione del controllo congiunto su Edison S.p.A.

In data 16 settembre 2005 Transalpina di Energia S.r.l., ha acquisito da Italennergia Bis S.p.A. n. 2.631.976.000 azioni ordinarie di Edison S.p.A. rappresentanti in tale data il 63,34% del capitale ordinario e n. 240.000 *warrants* Edison convertibili in azioni ordinarie Edison, al prezzo di 1,55 euro per azione e 0,59 euro per *warrants* per un corrispettivo totale pari a circa 4.080 milioni di euro. Tale importo è stato finanziato per 2.880 milioni di euro a mezzo di un aumento di capitale sottoscritto e versato dai soci di TdE e per la parte residua a mezzo di un finanziamento bancario di durata pari a 7 anni. Per effetto di tale acquisizione, TdE ha promosso un'offerta pubblica di acquisto obbligatoria sulle azioni ordinarie Edison. Contestualmente è stata promossa anche un'offerta pubblica di acquisto volontaria sui *warrants* emessi da Edison e convertibili in azioni ordinarie Edison.



osservazioni degli amministratori sull'andamento della gestione

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Gruppo AEM

Situazione economica

milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004	Variazioni %	3° trim 2005	3° trim 2004	Variazioni %
Totale ricavi	1.456,4	1.312,1	11,0	396,9	379,3	4,6
Ricavi di vendita	1.244,7	1.123,6	10,8	365,7	336,5	8,7
Altri ricavi	211,7	188,5	12,3	31,2	42,8	(27,1)
Costi operativi	(972,8)	(807,2)	20,5	(281,1)	(250,6)	12,2
Costi per il personale	(110,9)	(108,9)	1,8	(35,3)	(34,6)	2,0
Risultato Operativo Lordo	372,7	396,0	(5,9)	80,5	94,1	(14,5)
Ammortamenti	(111,3)	(101,6)	9,5	(38,3)	(35,5)	7,9
Accantonamenti e svalutazioni	(36,0)	(17,4)	106,9	(3,2)	(7,3)	(56,2)
Risultato Operativo Netto	225,4	277,0	(18,6)	39,0	51,3	(24,0)
Gestione Finanziaria	5,5	(45,4)	112,1	(11,5)	(17,0)	32,4
Quote di risultato di soc. valutate al P.N.	0,7	0,1	600,0	0,8	0,0	n.s.
Minusvalenze/Plusvalenze da dismissioni	(1,5)	9,6	(115,6)	(0,5)	(0,8)	(37,5)
Risultato ante imposte	230,1	241,3	(4,6)	27,8	33,5	(17,0)
Oneri per imposte di competenza	(62,2)	(77,5)	(19,7)	(5,8)	(7,5)	(22,7)
Risultato di terzi	(1,3)	(0,4)	225,0	(0,4)	0,0	n.s.
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo	166,6	163,4	2,0	21,6	26,0	(16,9)

I ricavi consolidati del Gruppo AEM al 30 settembre 2005, hanno raggiunto i 1.456,4 milioni di euro, in crescita dell'11% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio 2004 (1.312,1 milioni di euro).

La positiva dinamica del fatturato è principalmente attribuibile ad un incremento dei volumi di energia elettrica venduta e ad un aumento dei ricavi unitari dei prodotti energetici commercializzati dal Gruppo AEM che hanno, in parte, incorporato la dinamica dei prezzi osservata sui mercati internazionali delle materie prime.

Le vendite di energia elettrica hanno raggiunto, al 30 settembre 2005, 11.039,4 milioni di kWh, in crescita del 7,3% rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente. Le cessioni di energia sui mercati dell'IPEX (*Italian Power Exchange*), operativi dal 1° aprile 2004, hanno assorbito 3.013 milioni di kWh (1.329,8 milioni di kWh nel periodo aprile-settembre 2004) mentre le vendite a clienti idonei finali

e a clienti grossisti sono risultate pari a 4.472,9 milioni di kWh (-14,8%). L'energia venduta ai clienti vincolati è risultata pari a 3.553,5 milioni di kWh (-4,3%).

La copertura della domanda è stata assicurata (al lordo delle perdite) dal ricorso a produzione propria per 6.096,1 milioni di kWh (7.110 milioni di kWh al 30 settembre 2004), dall'acquisto da terzi produttori per 312,8 milioni di kWh (947,9 milioni di kWh nel medesimo periodo dell'esercizio 2004), da acquisti sui mercati dell'IPEX per 1.164,4 milioni di kWh e, per 3.788,2 milioni di kWh, da forniture da Acquirente Unico S.p.A. destinate alla copertura della domanda del mercato vincolato.

Al 30 settembre 2005, le vendite di gas metano sono state pari a 744,4 milioni di metri cubi, in diminuzione del 1,1% rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, le vendite di calore sono invece cresciute nel periodo dell'8,9% grazie al contributo di nuovi allacciamenti realizzati nel periodo di esame.

Nel comparto della gestione reti si evidenzia una marginale crescita dei volumi vettorizzati che hanno raggiunto, per il gas metano gli 849,4 milioni di metri cubi (+0,8%) e, per l'energia elettrica, pari a i 5.599,7 milioni di kWh (+2,7%).

I costi operativi, pari a 972,8 milioni di euro, sono risultati in crescita rispetto al 30 settembre 2004 del 20,5%. La ragione di tale incremento è da attribuirsi sia alla dinamica crescente dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali che all'aumento delle quantità di energia elettrica acquistate. I maggiori acquisti di energia elettrica si sono resi necessari a seguito dell'obbligo, in vigore dal 1° aprile 2004, di approvvigionare dall'Acquirente Unico l'intero fabbisogno di energia elettrica a copertura della domanda del mercato vincolato e a seguito di una significativa contrazione dell'energia elettrica prodotta da impianti propri o contrattualizzati per indisponibilità non programmate (in particolare presso le centrali Edipower di Chivasso, Brindisi e Sermide nonché presso la Centrale di Cassano d'Adda) e di una bassa idraulicità.

Nel periodo in esame, per effetto dell'applicazione degli aumenti contrattualmente previsti, il costo del lavoro è aumentato del 1,8% ed è pertanto risultato pari a 110,9 milioni di euro.

L'effetto congiunto delle dinamiche sopra illustrate ha indotto una diminuzione del 5,9% del risultato operativo lordo che si è attestato a 372,7 milioni di euro (396,0 milioni di euro al 30 settembre 2004).

A seguito dello stanziamento di ammortamenti per 111,3 milioni di euro (101,6 milioni di euro al 30 settembre 2004), di accantonamenti al fondo per rischi ed oneri e al fondo svalutazione crediti e della svalutazione di immobilizzazioni per complessivi 36,0 milioni di euro (17,4 milioni di euro al 30 settembre 2004), il risul-

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

tato operativo netto è risultato pari a 225,4 milioni di euro (277,0 milioni di euro al 30 settembre 2004). La crescita degli accantonamenti è dovuta principalmente a stanziamenti effettuati per passività potenziali nei confronti di Istituti Previdenziali ed enti locali, mentre la svalutazione delle immobilizzazioni si è resa necessaria a causa della loro obsolescenza e per effetto di scelte impiantistiche sulla rete di distribuzione in media tensione.

Il saldo della gestione finanziaria è risultato positivo per 5,5 milioni di euro, mentre al 30 settembre 2004 presentava un valore negativo per 45,4 milioni di euro. La variazione rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente è principalmente attribuibile alla plusvalenza realizzata e pari a 50,0 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione in Fastweb S.p.A..

La quota di risultato delle società valutate con il metodo del patrimonio netto è risultata pari a 0,7 milioni di euro, e recepisce le quota di competenza degli utili e delle perdite delle società collegate.

Le minusvalenze per le dismissioni di immobilizzazioni materiali sono state pari a 1,5 milioni di euro (+9,6 milioni di euro al 30 settembre 2004 per effetto della cessione di una sede operativa).

Le imposte del periodo pari a 62,2 milioni di euro (77,5 milioni di euro al 30 settembre 2004) incorporano gli effetti delle imposte differite attive e passive, calcolate in relazione alle differenze temporanee esistenti a livello di utile civilistico.

L'utile consolidato del periodo, al netto della quota di utili di pertinenza di terzi, è risultato pari a 166,6 milioni di euro, in crescita del 2,0% rispetto al 30 settembre 2004.

Situazione patrimoniale

Al fine di dare una rappresentazione delle variazioni patrimoniali relative alla situazione al 30 settembre 2005 del Gruppo AEM è stato isolato l'impatto derivante dal consolidamento del Gruppo Delmi, ossia del consolidamento di Delmi S.p.A., Transalpina S.r.l. e del Gruppo Edison S.p.A..

Capitale investito netto

Il capitale investito netto consolidato al 30 settembre 2005 ammonta a 9.158,3 milioni di euro, in aumento di 5.791,0 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004 per l'effetto contrapposto, prima del consolidamento del Gruppo Delmi, delle variazioni in diminuzione sia del capitale immobilizzato netto (meno 58,8 milioni di euro) sia del capitale di funzionamento (meno 3,5 milioni di euro) e per effetto del

consolidamento del Gruppo Delmi che ha comportato un incremento del capitale immobilizzato netto di 5.637,4 milioni di euro e un incremento del capitale di funzionamento di 267,2 milioni di euro. Si deve segnalare che in seguito al consolidamento del Gruppo Delmi viene indicata nel capitale investito la voce con saldo negativo pari a 51,3 milioni di euro relativa all'effetto netto della differenza tra attività e passività in dismissione del Gruppo Edison.

Capitale immobilizzato netto

Prima del consolidamento del Gruppo Delmi, gli investimenti in immobilizzazioni materiali, al netto degli ammortamenti e delle altre svalutazioni delle immobilizzazioni materiali, sono stati pari, nel periodo in esame, a 12,3 milioni di euro. Gli investimenti in immobilizzazioni immateriali, al netto dei relativi ammortamenti, hanno evidenziato un incremento pari a 36,0 milioni di euro, principalmente per il consolidamento dell'avviamento della società Ecodeco S.r.l. acquisita nell'aprile 2005. Le immobilizzazioni finanziarie hanno evidenziato un decremento netto di 88,3 milioni di euro per effetto della cessione della partecipazione in Fastweb S.p.A., parzialmente compensata dall'acquisizione della partecipazione in Ecodeco S.r.l. e dalla valutazione al *fair value* delle partecipazioni in portafoglio, tra cui quella in Atel S.A.. Le variazioni dei fondi, degli altri crediti e delle attività e passività per imposte differite hanno ridotto il capitale immobilizzato netto di 18,8 milioni di euro.

Per effetto di quanto illustrato, prima del consolidamento del Gruppo Delmi, il capitale immobilizzato netto si è ridotto di 58,8 milioni di euro rispetto al dato del 31 dicembre 2004 ed è risultato pari a 3.271,0 milioni di euro.

Il consolidamento del Gruppo Delmi ha comportato un incremento di 5.637,4 milioni di euro, principalmente dovuti:

- per 2.061,0 milioni di euro, a immobilizzazioni immateriali;
- per 4.310,4 milioni di euro, a immobilizzazioni materiali;
- per 28,5 milioni di euro, a investimenti immobiliari;
- per 72,0 milioni di euro, a partecipazioni;
- per -834,5 milioni di euro, a fondi, altri crediti e alle attività e passività per imposte differite.

Il capitale immobilizzato netto consolidato ammonta quindi a 8.908,4 milioni di euro.

Capitale di funzionamento

Prima del consolidamento del Gruppo Delmi, al 30 settembre 2005, il capitale di funzionamento si è ridotto di 3,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2004 principal-

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

mente per l'effetto contrapposto della riduzione dei crediti a breve rispetto alla riduzione dei debiti verso i fornitori.

Il consolidamento del Gruppo Delmi ha comportato un incremento di 267,2 milioni di euro, principalmente dovuti:

- per 754,8 milioni di euro, a crediti a breve;
- per -464,8 milioni di euro, a debiti verso fornitori;
- per 221,0 milioni di euro, a rimanenze;
- per -243,8 milioni di euro, a partecipazioni nelle attività correnti, altri debiti, ratei e risconti e attività/passività per derivati.

Al 30 settembre 2005, il capitale di funzionamento consolidato ammonta quindi a 301,2 milioni di euro.

Fonti di copertura

Tra le fonti, il patrimonio netto consolidato è risultato pari a 3.663,9 milioni di euro in crescita di 2.278,7 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004. Tale dinamica è il saldo netto delle seguenti variazioni di patrimonio netto:

- la distribuzione dei dividendi relativi all'utile dell'esercizio precedente (-94,6 milioni di euro);
- l'utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo AEM e di terzi (+164,8 milioni di euro);
- l'incremento della "Riserva di transizione agli IAS" in seguito all'adozione dei Principi contabili internazionali n. 32 e n. 39 a partire dal 1° gennaio 2005, parzialmente ridotta per effetto della cessione delle azioni Fastweb S.p.A. (per complessivi +55,1 milioni di euro);
- l'incremento delle "Riserve IAS" che accolgono gli effetti derivanti dalle valutazioni effettuate successivamente alla prima adozione dei Principi IAS/IFRS (+64,9 milioni di euro);
- la cessione delle azioni proprie (+12,3 milioni di euro);
- l'incremento di altre riserve e degli interessi di minoranze (+2.074,4 milioni di euro) per effetto del consolidamento del Gruppo Delmi;
- l'utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo e di terzi (+1,8 milioni di euro) derivante dal consolidamento del Gruppo Delmi.

Al 30 settembre 2005 il debito lordo consolidato verso banche, obbligazionisti e terzi è risultato pari a 5.799,5 milioni di euro (2.203,6 milioni di euro al 31 dicembre 2004), a fronte di liquidità netta disponibile e di crediti finanziari pari complessivamente a 264,7 milioni di euro (221,4 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e a attività finanziarie nette destinate alla vendita per 40,3 milioni di euro (zero al 31 dicembre 2004).

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Nel periodo in esame sono state stipulate linee di credito *committed* a medio termine per complessivi 2.450 milioni di euro che, al 30 settembre 2005, risultano essere utilizzate per 565 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta consolidata al 30 settembre 2005, negativa per 5.494,4 milioni di euro (negativa per 1.982,1 milioni di euro al 31 dicembre 2004), presenta un peggioramento rispetto al 31 dicembre 2004 di 3.512,3 milioni di euro per l'effetto contrapposto del miglioramento di 266 milioni di euro operato prima del consolidamento del Gruppo Delmi e un incremento dell'indebitamento netto di 3.778,3 milioni di euro derivante dall'esborso finanziario da parte di AEM S.p.A. per l'acquisizione del controllo congiunto del Gruppo Edison e dal consolidamento del Gruppo Delmi.

Il rapporto tra debito netto e patrimonio netto consolidato è pari a 1,50.

La situazione patrimoniale al 30 settembre 2005, confrontata con i dati relativi alla chiusura dell'esercizio 2004, è riepilogata nel seguente prospetto:

milioni di euro	30.09.2005	Consolidato escluso Gruppo Delmi 30.09.2005	30.06.2005	31.12.2004
Capitale investito				
Capitale immobilizzato netto	8.908,4	3.271,0	3.278,8	3.329,8
Capitale di funzionamento	301,2	34,0	(16,8)	37,5
Attività/Passività destinate alla vendita	(51,3)	-	-	-
Totale capitale investito	9.158,3	3.305,0	3.262,0	3.367,3
Fonti di copertura				
Patrimonio netto del Gruppo	3.663,9	1.588,9	1.597,2	1.385,2
Totale posizione finanziaria oltre l'esercizio successivo	4.536,9	1.537,7	1.535,2	1.730,0
Totale posizione finanziaria entro l'esercizio successivo	957,5	178,4	129,6	252,1
Totale posizione finanziaria netta	5.494,4	1.716,1	1.664,8	1.982,1
Totale fonti	9.158,3	3.305,0	3.262,0	3.367,3

Situazione finanziaria

Al fine di dare una rappresentazione delle variazioni patrimoniali relative alla situazione al 30 settembre 2005 del Gruppo AEM è stato isolato l'impatto derivante dal consolidamento del Gruppo Delmi, ossia del consolidamento di Delmi S.p.A., Transalpina S.r.l. e del Gruppo Edison S.p.A..

Prima del consolidamento del Gruppo Delmi, il rendiconto finanziario evidenzia che la gestione corrente nel periodo in esame, ha generato risorse a livello consolidato per 297,4 milioni di euro. Rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, il cash flow operativo risulta superiore di 112,6 milioni di euro, per l'effetto combinato dei seguenti fattori:

- una generazione di risorse finanziarie per 21,3 milioni di euro conseguente alla variazione netta delle attività e delle passività che nel medesimo periodo dell'esercizio 2004, aveva assorbito risorse per 80,2 milioni di euro. Tale effetto positivo è dovuto al controllo del capitale circolante con particolare riferimento ai crediti verso la clientela;
- un utile netto e ammortamenti superiori rispetto a quelli del medesimo periodo dell'esercizio precedente per 11,1 milioni di euro.

Le attività di investimento hanno assorbito risorse per 59,1 milioni di euro (nello stesso periodo del 2004 le risorse assorbite erano 153,3 milioni di euro). In particolare gli investimenti netti in immobilizzazioni materiali ed immateriali sono risultati pari a 159,7 milioni di euro, il controvalore delle azioni proprie cedute è risultato pari a 12,3 milioni di euro e le partecipazioni sono diminuite di 88,3 milioni di euro.

Nel corso del periodo le variazioni di patrimonio netto sono state pari a 27,7 milioni di euro (-88,8 milioni di euro nello stesso periodo del 2004) per l'effetto contrapposto dell'incremento di patrimonio netto derivante dall'applicazione degli IAS n. 32 e n. 39 e del pagamento dei dividendi da parte del Gruppo (94,6 milioni di euro).

Pertanto nel periodo in esame, prima del consolidamento del Gruppo Delmi, il Gruppo ha generato risorse finanziarie totali per 266,0 milioni di euro. Nello stesso periodo del 2004 il gruppo aveva assorbito risorse per 57,3 milioni di euro.

Il consolidamento del Gruppo Delmi ha comportato un incremento della posizione finanziaria di 3.778,3 milioni di euro.

Sintesi economica, patrimoniale e finanziaria

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, la posizione finanziaria netta consolidata è peggiorata di 3.512,3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2004, passando da -1.982,1 milioni di euro a -5.494,4 milioni di euro.

milioni di euro	Genn.-Sett. 2005	Consolidato escluso Gruppo Delmi Genn.-Sett. 2005	Genn.-Sett. 2004
Posizione finanziaria netta all'inizio del periodo	(1.982,1)	(1.982,1)	(1.926,2)
Utile netto del periodo	166,6	164,8	163,4
Ammortamenti	111,3	111,3	101,6
Variazioni delle attività e delle passività	656,5	21,3	(80,2)
Cash flow generati dalla gestione corrente	934,4	297,4	184,8
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie	(6.547,6)	(59,1)	(153,3)
Variazione del patrimonio netto di terzi	2.073,6	0,4	0,4
Variazione del patrimonio netto	121,9	121,9	-
Utile distribuito	(94,6)	(94,6)	(89,1)
Cash flow generati da variazioni di patrimonio netto	2.100,9	27,7	(88,8)
Posizione finanziaria netta alla fine del periodo	(5.494,4)	(1.716,1)	(1.983,5)

Eventi di rilievo successivi alla chiusura del 3° trimestre

Offerta Pubblica di acquisto obbligatoria relativa alle azioni ordinarie Edison S.p.A. ed offerta pubblica di acquisto volontaria relativa ai "Warrant Edison ordinarie 2007"

In data 6 ottobre 2005 Transalpina di Energia S.r.l. ha effettuato un'offerta pubblica di acquisto (OPA) obbligatoria relativa a n. 1.303.010.879 azioni ordinarie Edison S.p.A. oltre a n. 7.327.455 azioni ordinarie derivanti dall'eventuale esercizio delle opzioni oggetto del piano di stock option e a n. 14.850 azioni derivanti dalla conversione di un pari numero di "Warrant Edison ordinarie 2007" nel periodo compreso tra il 1° e il 30 settembre 2005, al prezzo di 1,86 euro per azione ordinaria.

In pari data ha avuto inizio anche l'offerta pubblica di acquisto volontaria relativa a n. 923.217.142 "Warrant Edison ordinarie 2007" al prezzo di 0,87 euro per warrant.

Le offerte si sono concluse il 26 ottobre 2005 con regolamento il 4 novembre 2005.

Sono stati portati in adesione n. 1.218.816.750 azioni ordinarie Edison S.p.A. pari al 93,01% delle azioni oggetto dell'offerta obbligatoria e n. 371.389.001 warrants pari al 40,23% dei warrants oggetto dell'offerta volontaria di acquisto.

Per effetto del meccanismo di allocazione previsto dall'art.12.1 dello *Structure Agreement* stipulato in data 12 maggio 2005 tra AEM S.p.A., Delmi S.p.A., Electricité de France (E.d.F.) e WGRM Holding 4 S.p.A., le azioni portate in adesione sono state ripartite come segue:

Allocazione	Numero Azioni	Numero Warrants
a Transalpina di Energia	333.065.428	209.772.399
a WGRM Holding 4	501.312.210	161.616.602
a Mediobanca e JP Morgan (*)	384.439.112	-
Totale	1.218.816.750	371.389.001

(*) Mediobanca e JP Morgan sono state designate da Delmi S.p.A..

In data 28 ottobre 2005, l'assemblea straordinaria di Delmi S.p.A. ha approvato di aumentare a pagamento il capitale sociale da euro 1.176.120.000 a euro 1.466.868.500 con un sovrapprezzo complessivo pari a euro 72.687.125. Pertanto i soci apporteranno risorse finanziarie pari a euro 363.435.625 al fine di effettuare un finanziamento soci infruttifero di pari importo in Transalpina di Energia S.r.l. (TdE). E' previsto che il finanziamento soci sarà convertito in un aumento di capitale sociale di TdE con sovrapprezzo azioni.

Eventi di rilievo successivi alla chiusura del 3° trimestre

AEM S.p.A. sottoscriverà l'intera quota di propria spettanza pari a circa 185.352 migliaia di euro facendo ricorso a linee di credito bancarie già contrattualizzate.

Un finanziamento soci infruttifero dello stesso importo è stato erogato da WGRM Holding 4 S.p.A. a TdE.

I finanziamenti soci sopra descritti erano previsti dallo *Structure Agreement* al fine di finanziare parzialmente il costo delle azioni e dei *warrants* allocati a TdE.

Al termine dell'Offerta Pubblica di Acquisto, Transalpina di Energia S.r.l. detiene il 71,23% del capitale ordinario sottoscritto e versato di Edison S.p.A..

Il 31 ottobre 2005, al termine dell'offerta pubblica di acquisto su azioni e *warrants* Edison, Standard and Poors' ha ridotto il credit rating del debito a medio e lungo termine di AEM da A ed A-1 rispettivamente a BBB e A-2.

L'azione ordinaria AEM inclusa nell'S&P/MIB

A partire dal 31 ottobre AEM è stata inclusa nell'S&P/MIB, l'indice principale della Borsa italiana, nel settore *utility*. Contestualmente, la società è uscita dal MIDEX.

Deliberazione n. 248/04

Il 14 ottobre il Consiglio di Stato, su appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha sospeso la sentenza del TAR Lombardia con cui era stato accolto il ricorso di Hera Trading avverso la deliberazione n. 248/04. Si attende il giudizio di merito.

Al momento non risulta che l'Autorità abbia impugnato le sentenze del TAR Lombardia che avevano accolto i ricorsi presentati da AEM Energia, AEM Trading, Plurigas e altri operatori, pertanto la delibera è da considerarsi tuttora annullata.

Evoluzione prevedibile della gestione

Alla luce dei risultati conseguiti nei primi nove mesi del 2005, si prevede che il Gruppo AEM possa chiudere l'esercizio 2005 con una crescita del volume d'affari e con margini operativi e *cash flow* positivi, nonostante l'incidenza di numerosi fattori avversi per la gran parte aventi carattere non ricorrente.

L'esercizio si caratterizzerà infatti per

- una forte crescita dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali che comporterà un incremento dei costi di acquisto di energia elettrica e di gas solo parzialmente compensato da una crescita dei ricavi unitari, con conseguente riduzione dei margini;
- una significativa contrazione dell'energia elettrica prodotta da impianti propri o contrattualizzati principalmente a causa di indisponibilità non programmate (in particolare presso le centrali Edipower di Chivasso e di Brindisi) e di fermate programmate per interventi di *repowering*;
- una significativa bassa idraulicità con conseguente ridotta produzione idroelettrica rispetto alle medie storiche;
- una contrazione dei ricavi ammessi per le attività di distribuzione di energia elettrica e di gas, da attribuirsi all'impatto delle misure tariffarie deliberate dall'Autorità di settore.

Inoltre, il conto economico del Gruppo AEM beneficerà dall'operazione di acquisto del co-controllo di Edison S.p.A. avvenuto lo scorso 16 settembre. Nell'ultimo trimestre del 2005 infatti:

- AEM consoliderà integralmente la società Delmi S.p.A., di cui detiene il 51,0% del capitale ordinario;
- Delmi S.p.A., a sua volta, consoliderà proporzionalmente Transalpina di Energia S.r.l., società pariteticamente controllata con WGRM Holding 4 S.p.A. (detenuta al 100% da Edf);
- Transalpina di Energia S.r.l. consoliderà integralmente Edison S.p.A., di cui detiene il 71,2% delle azioni ordinarie.

*P*rospecti contabili consolidati

Stato patrimoniale - Attività

	Bilancio consolidato IAS al 30.09.2005		Bilancio consolidato IAS al 30.06.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2004		Bilancio consolidato IAS al 30.09.2004	
A) ATTIVITÀ NON CORRENTI								
A1) Immobilizzazioni materiali	7.378.475.689	57,60	3.061.980.014	64,58	3.055.751.655	64,48	3.032.868.676	69,22
Terreni	105.036.337		25.884.758		25.884.758		36.638.056	
Fabbricati	603.974.238		240.892.809		239.403.674		219.348.143	
Impianti e macchinario devolvibili	739.305.311		393.899.520		400.494.412		305.689.080	
Impianti e macchinario non devolvibili	4.776.959.801		2.073.858.255		2.094.412.010		1.996.242.859	
Attrezzature industriali e commerciali	11.940.940		3.770.519		4.907.671		5.267.801	
Altri beni	21.861.970		12.816.067		13.420.149		13.422.425	
Immobilizzazioni in corso ed acconti	987.189.103		265.099.257		230.484.795		412.918.587	
Migliorie su beni in locazione	2.561.868		2.439.070		2.711.151		2.721.908	
Beni acquisiti in leasing	129.646.121		43.319.759		44.033.035		40.619.817	
A2) Investimenti immobiliari	28.520.000	0,22						
A3) Immobilizzazioni immateriali	2.254.056.311	17,60	155.540.864	3,28	157.013.135	3,31	156.315.009	3,57
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	15.220.777		10.348.083		11.474.859		12.615.588	
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	182.940.622		11.654.488		11.936.493		12.172.818	
Avviamento	2.040.033.128		125.493.887		126.393.879		126.393.879	
Immobilizzazioni in corso ed acconti	4.519.624		6.398.452		3.274.546		578.240	
Altre immobilizzazioni immateriali	11.342.160		1.645.954		3.933.358		4.554.484	
A4) Partecipazioni	78.860.826	0,62	85.045.393	1,79	14.555.898	0,31	15.287.841	0,35
Partecipazioni in controllate	4.177.000		5.000					
Partecipazioni in collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	74.683.826		85.040.393		14.555.898		15.287.841	
Partecipazioni in controllanti								
Partecipazioni in Joint Venture								
A5) Altre attività finanziarie non correnti	325.747.368	2,54	284.635.201	6,00	375.433.373	7,92	374.499.528	8,55
Attività finanziarie possedute per essere negoziate (HFT - Held For Trading)								
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza (HTM - Held To Maturity)	1.043.597		81.097		81.097		81.097	
Prestiti e crediti originati dall'impresa (L&R - Loans & Receivables)	31.018.062		1.188.472		1.055.062		1.545.670	
- verso società controllate	1.397.500							
- verso società collegate	1.184.062		1.188.472		1.055.062		1.545.670	
- verso terzi	28.436.500							
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS - Available For Sale)	293.685.709		283.365.632		374.297.214		372.872.761	
Altre attività finanziarie non classificate								
A6) Strumenti derivati non correnti	577.213	0,00	431.195	0,01				
A7) Attività per imposte anticipate	217.822.798	1,70	152.760.165	3,22	116.216.539	2,45	88.327.875	2,02
A8) Altri crediti non correnti	181.658.561	1,42	1.839.421	0,04	1.806.131	0,04	2.286.596	0,05
A9) Attività di competenza di esercizi futuri								
A10) Contanti vincolati o impegnati	4.500.000	0,04						
A11) Altre attività non correnti								
TOTALE ATTIVITÀ NON CORRENTI (A)	10.470.218.766	81,74	3.742.232.253	78,93	3.720.776.731	78,52	3.669.585.525	83,75

Prospetti contabili consolidati

	Bilancio consolidato IAS al 30.09.2005		Bilancio consolidato IAS al 30.06.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2004		Bilancio consolidato IAS al 30.09.2004	
B) ATTIVITÀ CORRENTI								
B1) Beni strumentali destinati alla vendita								
B2) Rimanenze	329.375.106	2,57	82.225.145	1,73	74.971.113	1,58	72.991.271	1,67
Materie prime, sussidiarie e di consumo:	305.390.382		73.003.496		62.677.718		62.061.447	
a) materiali	26.143.283		9.888.113		9.759.067		10.083.530	
b) combustibili	261.524.176		63.115.383		48.582.228		51.939.619	
c) Altre	17.722.923				4.336.423		38.298	
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati								
Prodotti finiti e merci	7.672.500							
Commesse in corso di svolgimento	15.375.120		8.630.791		12.293.395		10.923.220	
Acconti	937.104		590.858				6.604	
B3) Attività finanziarie correnti	30.094.215	0,23	2.706	0,00	2.706	0,00	2.706	0,00
Attività finanziarie possedute per essere negoziate (HFT - Held For Trading)	16.580.500							
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza (HTM - Held To Maturity)	2.706		2.706		2.706		2.706	
Prestiti e crediti originati dall'impresa (L&R - Loans & Receivables)	9.439.500							
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS - Available For Sale)								
Altre attività finanziarie non classificate	1.000.000							
Attività finanziarie vs parti correlate:	3.071.509							
- verso società controllate	2.314.500							
- verso società controllante	5.421							
- verso società collegate	751.588							
B4) Strumenti derivati correnti	86.591.518	0,68	64.515.871	1,36				
B5) Crediti tributari	56.006.552	0,44	19.017.019	0,40	65.815.066	1,39	2.335.592	0,05
B6) Crediti commerciali e altri crediti	1.339.821.752	10,46	627.357.088	13,23	632.554.019	13,35	573.096.721	13,08
Crediti verso clienti	1.040.626.317		488.439.641		507.227.319		457.089.776	
Crediti commerciali vs parti correlate:	83.687.460		78.205.535		88.161.403		83.279.968	
- verso società controllate	123.372							
- verso Comune di Milano	72.215.452		77.129.221		86.316.237		81.756.251	
- verso società consociate	12.500							
- verso società collegate	11.336.136		1.076.314		1.845.166		1.523.717	
Crediti di leasing finanziario								
Altri crediti:	215.507.975		60.711.912		37.165.297		32.726.977	
- crediti verso la CCSE	54.820.614		47.608.433		17.151.346		19.755.511	
- anticipi a fornitori	527.458		190.025		2.430.416		1.482.185	
- crediti verso il personale	887.518		218.031		228.659		491.880	
- crediti diversi	159.272.385		12.695.423		17.354.876		10.997.401	
B7) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	244.456.110	1,91	188.926.893	3,98	220.292.209	4,65	35.964.976	0,82
Depositi bancari e postali	194.649.151		188.593.191		220.148.977		35.766.989	
Denaro e valori in cassa	255.459		333.702		143.232		197.987	
Crediti per operazioni finanziarie	49.551.500							
B8) Attività di competenza di esercizi futuri	34.746.113	0,27	17.208.669	0,36	24.391.892	0,51	27.520.881	0,63
B9) Altre attività correnti								
TOTALE ATTIVITÀ CORRENTI (B)	2.121.091.366	16,56	999.253.391	21,07	1.018.027.005	21,48	711.912.147	16,25
C) ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	218.236.500	1,70						
TOTALE ATTIVITÀ (A + B + C)	12.809.546.632	100,00	4.741.485.644	100,00	4.738.803.736	100,00	4.381.497.672	100,00

Stato patrimoniale – Patrimonio netto e passività

	Bilancio consolidato IAS al 30.09.2005		Bilancio consolidato IAS al 30.06.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2004		Bilancio consolidato IAS al 30.09.2004	
A) PATRIMONIO NETTO								
A1) Capitale sociale	936.024.648		936.024.648		936.024.648		936.024.648	
A2) Riserva da sovrapprezzo delle azioni								
A3) (Azioni proprie)	(22.756.324)		(22.756.324)		(35.024.855)		(29.237.452)	
A4) Riserva legale	85.151.808		85.151.808		77.465.297		77.465.297	
A5) Altre riserve	302.698.682		330.233.073		129.402.428		129.401.021	
Riserva di transizione IAS	(12.117.009)		15.649.406		(67.234.328)		(67.235.990)	
Riserva IAS	64.927.281		64.848.255					
Altre Riserve	249.888.410		249.735.412		196.636.756		196.637.011	
A6) Utili tratti	119.151.110		119.151.110		64.209.630		64.209.123	
A7) Utile netto dell'esercizio					209.648.431			
Utile netto del periodo	166.617.609		145.044.960				163.447.968	
Patrimonio netto di Gruppo	1.586.887.533	12,39	1.592.849.275	33,59	1.381.725.579	29,16	1.341.310.605	30,61
A8) Interessi di minoranze	2.077.022.310	16,21	4.340.727	0,09	3.449.901	0,07	3.272.548	0,07
Totale patrimonio netto (A)	3.663.909.843	28,60	1.597.190.002	33,69	1.385.175.480	29,23	1.344.583.153	30,69
B) PASSIVITÀ								
B1) Passività non correnti								
B1 - 1) Finanziamenti a medio/lungo termine	4.543.667.822	35,47	1.536.469.082	32,40	1.731.155.411	36,53	1.728.051.359	39,44
Obbligazioni non convertibili	1.969.036.500		544.450.000		500.000.000		500.000.000	
Obbligazioni convertibili								
Debiti verso soci per finanziamenti								
Debiti verso banche	2.222.946.479		678.556.238		872.876.806		872.130.375	
Debiti verso altri finanziatori	294.688.027		275.271.527		317.620.993		317.620.993	
Strumenti derivati								
Debiti per leasing finanziario	56.996.816		38.191.317		40.657.612		38.299.991	
Debiti rappresentati da titoli di credito								
B1 - 2) Passività per imposte differite	786.199.354	6,14	207.331.346	4,37	146.579.339	3,09	118.993.490	2,72
B1 - 3) Fondo TFR e fondi benefici a dipendenti	194.305.531	1,52	158.165.362	3,34	161.139.557	3,40	159.836.097	3,65
B1 - 4) Fondi spese e rischi	574.539.746	4,49	96.684.942	2,04	82.137.431	1,73	52.643.067	1,20
B1 - 5) Altre passività non correnti	215.114.275	1,68	91.751.472	1,94	89.386.875	1,89	88.201.006	2,01
Totale passività non correnti (B1)	6.313.826.728	49,29	2.090.402.204	44,09	2.210.398.613	46,64	2.147.725.019	49,02

Prospetti contabili consolidati

	Bilancio consolidato IAS al 30.09.2005		Bilancio consolidato IAS al 30.06.2005		Bilancio consolidato IAS al 31.12.2004		Bilancio consolidato IAS al 30.09.2004	
B2) PASSIVITÀ CORRENTI								
B2 - 1) Debiti commerciali e altri debiti	1.113.486.433	8,69	555.712.313	11,72	612.059.351	12,92	498.017.049	11,37
Acconti	76.671.267		73.672.362		74.747.001		71.280.220	
Debiti verso fornitori	829.444.769		393.976.383		461.986.538		354.177.363	
Debiti commerciali verso parti correlate:	14.587.988		9.188.136		8.430.736		7.816.700	
- verso società controllante	1.524.592							
- verso Comune di Milano	6.835.855		6.577.639		5.851.205		6.700.154	
- verso società collegate	1.577.041		2.610.497		2.579.531		1.116.546	
- verso società consociate	4.650.500							
Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale	15.452.360		12.102.119		13.531.499		9.329.601	
Altri debiti	177.330.049		66.773.313		53.363.577		55.413.165	
- debiti verso personale	19.273.370		11.767.208		14.271.041		11.589.439	
- debiti verso CCSE	27.384.410		22.933.700		8.800.313		22.445.499	
- altri	130.672.269		32.072.405		30.292.223		21.378.227	
B2 - 2) Debiti per imposte	139.284.742	1,09	109.469.476	2,31	17.939.360	0,38	50.404.408	1,15
B2 - 3) Finanziamenti a breve termine	1.329.234.880	10,38	332.402.876	7,01	472.406.987	9,97	293.024.471	6,69
Obbligazioni non convertibili								
Obbligazioni convertibili								
Debiti verso soci per finanziamenti								
Debiti verso banche	1.091.094.549		200.879.359		353.240.971		145.627.004	
Debiti verso altri finanziatori	120.190.955		63.524.199		42.349.466		65.601.821	
Strumenti derivati	28.081.781		13.885.014					
Debiti per leasing finanziario	4.091.500							
Debiti rappresentati da titoli di credito								
Debiti finanziari verso parti correlate:	85.776.095		54.114.304		76.816.550		81.795.646	
- verso società controllate	2.401.500							
- verso Comune di Milano	83.374.595		53.512.086		76.816.550		81.795.646	
- verso società collegate			602.218					
B2 - 4) Fondi spese e rischi								
B2 - 5) Altre passività	65.980.006	0,52	56.308.773	1,19	40.823.945	0,86	47.743.572	1,09
Passività di competenza di esercizi futuri	65.980.006		56.308.773		40.823.945		47.743.572	
Totale passività correnti (B2)	2.647.986.061	20,67	1.053.893.438	22,23	1.143.229.643	24,12	889.189.500	20,29
Totale passività (B)	8.961.812.789	69,96	3.144.295.642	66,31	3.353.628.256	70,77	3.036.914.519	69,31
C) PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI ALLE ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	183.824.000	1,44						
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ (A + B + C)	12.809.546.632	100,00	4.741.485.644	100,00	4.738.803.736	100,00	4.381.497.672	100,00

Conto economico

	Bilancio consolidato al 30.09.2005		Bilancio consolidato al 30.09.2004		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2005		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2004	
1) RICAVI								
1.1) Ricavi di vendita	1.244.726.494	85,47	1.123.604.437	85,64	365.673.465	92,12	336.494.615	88,72
Vendite di energia elettrica	828.106.249		705.370.035		295.191.089		260.767.637	
Distribuzione, trasporto e misura di energia elettrica	108.082.903		119.483.910		35.963.832		38.991.509	
Vendita calore	20.781.093		19.113.576		1.939.712		960.008	
Vendite gas a clienti e ad altre imprese	265.438.988		253.391.219		29.945.346		26.903.255	
Distribuzione gas a clienti e ad altre imprese	6.449.382		6.295.486		689.767		942.769	
Vendita di combustibili	15.998.709		19.950.211		2.019.055		7.929.437	
Proventi da coperture su derivati operativi								
Oneri da coperture su derivati operativi	(130.830)				(75.336)			
1.2) Ricavi per prestazioni di servizi	109.708.536	7,53	145.028.689	11,05	30.911.023	7,79	37.382.279	9,86
Prestazioni per conto clienti e terzi	90.981.068		123.271.587		24.237.316		33.105.782	
Prestazioni di servizi a Comune di Milano	17.866.064		21.132.769		6.228.100		4.124.760	
Prestazioni di servizi a collegate	861.404		624.333		445.607		151.737	
1.3) Ricavi da commesse a lungo termine								
1.4) Royalties								
1.5) Ricavi da locazione di immobili								
1.6) Altri ricavi operativi	95.273.304	6,54	43.447.782	3,31	347.509	0,09	5.387.038	1,42
Contributi di allacciamento	12.738.210		14.699.480		3.945.371		4.740.050	
Affitti a collegate	659.794		500.290		215.468		135.437	
Eccedenze fondi rischi	940.052		1.686.276		598.626		236.612	
Altri ricavi	74.231.613		26.561.736		22.579		274.939	
Proventi da coperture su derivati operativi	26.705.047				1.277.214			
Oneri da coperture su derivati operativi	(20.001.412)				(5.711.749)			
Totale ricavi (1)	1.449.708.334	99,54	1.312.080.908	100,00	396.931.997	100,00	379.263.932	100,00
2) ALTRI PROVENTI OPERATIVI								
2.1) Proventi da interessi								
Interessi su crediti verso clienti								
Interessi su pagamenti anticipati a fornitori								
2.2) Proventi da dividendi								
Verso società controllate								
2.3) Altri proventi operativi	6.642.430	0,46						
Totale altri proventi operativi (2)	6.642.430	0,46						
Totale ricavi e altri proventi operativi (1 + 2)	1.456.350.764	100,00	1.312.080.908	100,00	396.931.997	100,00	379.263.932	100,00

Prospetti contabili consolidati

	Bilancio consolidato al 30.09.2005		Bilancio consolidato al 30.09.2004		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2005		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2004	
3) COSTI OPERATIVI								
3.1) Costi per materie prime e di consumo	719.097.887	49,38	571.454.751	43,55	201.679.452	50,81	180.060.605	47,48
Acquisti di energia e combustibili	739.132.373		581.113.875		221.122.071		190.565.023	
Variazione delle rimanenze di combustibili	(42.189.448)		(24.354.965)		(26.488.960)		(15.932.628)	
Acquisti di altri combustibili	575.078		598.321		185.322		191.294	
Acquisti di materiali	11.236.420		14.793.247		3.125.483		5.100.733	
Variazione delle rimanenze di materiali	438.864		(695.727)		547.330		136.183	
Proventi da coperture su derivati operativi	(10.911.530)				(7.494.353)			
Oneri da coperture su derivati operativi	20.816.130				10.682.559			
3.2) Costi per servizi	184.801.671	12,69	182.161.192	13,88	67.838.811	17,09	61.928.206	16,33
Oneri di vettoriamiento e trasmissione	61.731.365		65.480.594		20.267.701		22.492.672	
Appalti e lavori	49.070.968		52.199.353		12.688.964		13.214.056	
Prestazioni di servizi	64.302.955		55.917.217		30.668.255		23.312.383	
Spese per servizi da collegate	9.696.383		8.564.028		4.213.891		2.909.095	
3.3) Variazione nelle scorte di prodotti finiti e lavori in corso	317.966	0,02	2.288.519	0,17	1.350.401	0,34	(762.885)	(0,20)
3.4) Spese per ricerca e sviluppo								
3.5) Costi per ristrutturazione aziendali								
Penalità estinzione anticipata leasing								
Penalità risoluzione anticipata rapporti di lavoro con dipendenti								
3.6) Altri costi operativi	68.590.782	4,71	51.307.211	3,91	10.255.717	2,58	9.400.788	2,48
Costi di godimento di beni di terzi	7.975.549		6.028.839		2.655.681		1.987.769	
Costi di godimento di beni da controllante Comune di Milano	1.590.241		624.000		530.080		208.000	
Imposte, tasse e canoni di derivazione d'acqua	26.674.609		28.448.702		9.013.030		10.933.548	
Altri oneri	30.253.395		16.205.670		(2.974.008)		(3.728.529)	
Proventi da coperture su derivati operativi	(1.141.493)				(385.783)			
Oneri da coperture su derivati operativi	3.238.481				1.416.717			
Totale costi operativi (3)	972.808.306	66,80	807.211.673	61,52	281.124.381	70,82	250.626.714	66,08
4) COSTI PER IL PERSONALE	110.875.082	7,61	108.887.522	8,30	35.337.375	8,90	34.584.774	9,12
Salari e stipendi	68.679.830		67.937.780		20.123.362		20.514.754	
Oneri sociali	25.205.976		24.969.657		7.805.578		7.983.910	
Trattamento di fine rapporto	6.801.995		7.276.477		2.499.665		2.382.815	
Trattamento di quiescenza e simili	383.046		670.943		366.776		651.906	
Altri costi	9.804.235		8.032.665		4.541.994		3.051.389	
5) RISULTATO OPERATIVO LORDO (1 + 2 - 3 - 4)	372.667.376	25,59	395.981.713	30,18	80.470.241	20,27	94.052.444	24,80
6) AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	147.271.916	10,11	119.042.463	9,07	41.468.850	10,45	42.788.779	11,28
Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	5.246.941		5.753.003		2.585.901		2.339.033	
Ammortamento delle immobilizzazioni materiali:	106.029.483		95.891.086		35.673.495		33.186.895	
1. ammortamenti ordinari	95.635.672		87.865.988		32.224.557		30.486.770	
2. ammortamenti opere devolvibili	10.393.811		8.025.098		3.448.938		2.700.125	
Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	4.552.941							
Svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	4.770.487		1.832.614		1.335.214		696.153	
Accantonamenti per rischi	26.672.064		15.565.760		1.874.240		6.566.698	
Altri accantonamenti								

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

	Bilancio consolidato al 30.09.2005		Bilancio consolidato al 30.09.2004		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2005		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2004	
7) RISULTATO OPERATIVO NETTO (5 - 6)	225.395.460	15,48	276.939.250	21,11	39.001.391	9,83	51.263.665	13,52
8) PROVENTI (PERDITE) PER RIVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE DISPONIBILI PER LA VENDITA	399.943	0,03	2.779.447	0,21	(172.409)	(0,04)	1.401.447	0,37
Proventi per rivalutazioni di attività finanziarie	437.293		2.779.447		(170.943)		1.401.447	
a) Di partecipazioni	437.293		2.779.447		(37.533)		1.401.447	
b) Di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni					(133.410)			
c) Di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni								
d) Altri								
Perdite per rivalutazioni di attività finanziarie	37.350				1.466			
a) Di partecipazioni	37.350				1.466			
b) Di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni								
c) Di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni								
d) Altri								
9) PROVENTI (PERDITE) SU STRUMENTI FINANZIARI CLASSIFICATI COME COPERTURE DEI FLUSSI FINANZIARI								
Proventi su strumenti di copertura								
Oneri su strumenti di copertura								
10) ALTRI PROVENTI (PERDITE) SU DERIVATI	780.358	0,05	1.528.604	0,12	4.497.233	1,13	(990.726)	(0,26)
Proventi su derivati	2.246.435		6.106.179		1.686.214		2.050.833	
Derivati finanziari	2.246.435		6.106.179		1.686.214		2.050.833	
Oneri su derivati	1.466.077		4.577.575		(2.811.019)		3.041.559	
Derivati finanziari	1.466.077		4.577.575		(2.811.019)		3.041.559	
11) PROVENTI (PERDITE) PER ELIMINAZIONE DI ATTIVITÀ FINANZIARIE DISPONIBILI PER LA VENDITA	50.272.446	3,45	271.465	0,02	148.397	0,04	3.823	0,00
Plusvalenze da alienazione di attività finanziarie	50.272.446		271.465		148.397		3.823	
Minusvalenze da alienazione di attività finanziarie								
12) ONERI FINANZIARI	59.273.146	4,07	56.018.605	4,27	22.663.061	5,71	18.132.561	4,78
Imprese collegate	11.226							
Interessi passivi sul conto corrente con il Comune di Milano	1.110.283		1.137.584		407.095		451.418	
Altri:	58.151.637		54.881.021		22.255.966		17.681.143	
Leasing finanziario			768.796		(462.553)		768.796	
Interessi su prestito obbligazionario	18.281.250		18.367.357		6.093.750		5.986.398	
Diversi	39.870.387		35.744.868		16.624.769		10.925.949	
13) PROVENTI (PERDITE) DA ATTIVITÀ FINANZIARIE	13.278.365	0,91	6.055.006	0,46	6.693.872	1,69	698.157	0,18
13.1) Proventi da dividendi	3.105.414	0,21	2.899.479	0,22			(32.973)	(0,01)
In imprese collegate	246.059							
In altre imprese	2.859.355		2.899.479				(32.973)	

Prospetti contabili consolidati

	Bilancio consolidato al 30.09.2005		Bilancio consolidato al 30.09.2004		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2005		Bilancio consolidato 3° Trimestre 2004	
13.2) Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività non correnti	455.257	0,03	39.179	0,00	(31.682)	(0,01)	11.103	0,00
2. Imprese collegate					(89.862)			
4. Imprese consociate								
5. Altri	455.257		39.179		58.180		11.103	
13.3) Proventi da crediti/titoli iscritti nelle attività correnti	9.683.748	0,66	3.120.369	0,24	6.489.372	1,63	691.821	0,18
2. Da imprese collegate	43		254.820		43		254.820	
4. Da altri :	9.683.705		2.865.549		6.489.329		437.001	
- Su investimenti finanziari			192.657				10.619	
- Su conti correnti bancari	7.755.904		1.634.261		5.454.568		120.543	
- Su titoli			1.033.070				1.033.070	
- Su altri crediti	1.927.801		5.561		1.034.761		(727.231)	
13.4) Utili e perdite su cambi	33.946	0,00	(4.021)	0,00	236.182	0,06	28.206	0,01
Utili su cambi	964.465		159.335		312.429		44.500	
Perdite su cambi	930.519		163.356		76.247		16.294	
14) TOTALE GESTIONE FINANZIARIA (8 + 9 + 10 + 11 - 12 + 13)	5.457.966	0,37	(45.384.083)	(3,46)	(11.495.968)	(2,90)	(17.019.860)	(4,49)
15) QUOTA DEI PROVENTI E DEGLI ONERI DERIVANTI DALLA VALUTAZIONE SECONDO IL PATRIMONIO NETTO DELLE PARTECIPAZIONI	742.224	0,05	81.114	0,01	810.316	0,20	26.078	0,01
16) PLUSVALENZE (MINUSVALENZE) DERIVANTI DALLA DISMISSIONE DI IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	(1.470.692)	(0,10)	9.647.483	0,74	(487.838)	(0,12)	(755.215)	(0,20)
17) ALTRI PROVENTI NON OPERATIVI								
18) ALTRI COSTI NON OPERATIVI								
19) UTILE (PERDITA) AL LORDO DELLE IMPOSTE (7 + 14 + 15 + 16 + 17 + 18)	230.124.958	15,80	241.283.764	18,39	27.827.901	7,01	33.514.668	8,84
20) ONERI (PROVENTI) PER IMPOSTE SUI REDDITI	62.200.335	4,27	77.476.572	5,90	5.833.065	1,47	7.470.053	1,97
Imposte correnti	56.440.788		33.318.197		22.792.321		(4.905.103)	
Imposte anticipate	(30.512.878)		(749.820)		(7.900.856)		(1.739.134)	
Imposte differite	36.272.425		44.908.195		(9.058.400)		14.114.290	
21) UTILE (PERDITA) DI ATTIVITÀ OPERATIVE IN ESERCIZIO AL NETTO DELLE IMPOSTE (19 - 20)	167.924.623	11,53	163.807.192	12,48	21.994.836	5,54	26.044.615	6,87
22) UTILE (PERDITA) DA ATTIVITÀ OPERATIVE CESSATE								
23) UTILE (PERDITA) NETTO (21+22)	167.924.623	11,53	163.807.192	12,48	21.994.836	5,54	26.044.615	6,87
24) UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI	(1.307.015)	(0,09)	(359.224)	(0,03)	(422.189)	(0,11)	4.016	0,00
25) UTILE NETTO DEL PERIODO DI PERTINENZA DEL GRUPPO (23 + 24)	166.617.608	11,44	163.447.968	12,46	21.572.647	5,43	26.048.631	6,87
UTILE (PERDITA) BASE PER AZIONE	0,0935		0,0915		0,0121		0,0146	
UTILE (PERDITA) DILUITO PER AZIONE	0,0935		0,0915		0,0121		0,0146	

Rendiconto finanziario bilancio consolidato

	Bilancio consolidato al 30.09.2005	Bilancio consolidato al 30.06.2005	Bilancio consolidato al 31.12.2004	Bilancio consolidato al 30.09.2004
Cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo				
Utile netto del periodo	166.617.609	145.044.960		163.447.968
Utile netto dell'esercizio			209.648.431	
Ammortamento immobilizzazioni materiali	106.029.483	70.355.988	131.475.174	95.891.086
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	5.246.941	2.661.040	7.924.560	5.753.003
Variazioni delle attività e delle passività:				
Crediti per vendite e prestazioni	(533.398.998)	18.787.678	(91.631.065)	(41.493.522)
Crediti verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	4.473.943	9.955.868	(7.716.118)	(2.834.683)
Attività per imposte anticipate	(101.606.259)	(36.543.626)	(32.248.178)	(4.359.514)
Attività per derivati	(87.168.731)	(64.947.066)		
Altri crediti	(379.257.956)	22.180.783	(62.245.285)	5.191.792
Rimanenze	(254.403.993)	(7.254.032)	(11.255.252)	(9.275.410)
Attività di competenza di esercizi futuri	(10.354.221)	7.183.223	(1.191.742)	(4.320.731)
Attività destinate alla vendita	(125.105.000)			
Debiti verso fornitori	367.458.231	(68.010.155)	76.502.330	(31.306.845)
Debiti verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	6.157.252	757.400	2.120.325	1.506.289
Altri debiti	372.960.115	105.875.069	(87.870.941)	(58.744.072)
Depositi cauzionali da clienti	1.924.266	(1.074.639)	10.604.035	7.137.254
Passività per derivati	28.081.781	13.885.014		
Passività di competenza di esercizi futuri	25.156.061	15.484.828	1.065.055	7.984.682
Passività inerenti attività destinate alla vendita	176.377.500			
T.F.R. e Fondi benefici a dipendenti	33.165.974	(2.974.195)	453.148	(850.312)
Passività per imposte differite	639.620.015	60.752.007	76.108.721	48.522.872
Altri fondi rischi ed oneri	492.402.315	14.547.511	32.066.617	2.572.253
Totale cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo	934.376.328	306.667.656	253.809.814	184.822.109
Cash flow assorbiti dalle attività di investimento				
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(6.558.092.942)	(76.790.262)	(191.733.726)	(132.270.810)
Plusvalenze/Minusvalenze per eliminaz. di attività materiali	(1.470.692)	(982.854)	7.773.649	9.647.483
Partecipazioni	(50.546.369)	(29.681.962)	(2.443.797)	(1.751.287)
Plusvalenze/Minusvalenze per eliminazioni di partecipazioni	50.272.446	50.124.049	271.465	271.465
Azioni proprie	12.268.531	12.268.531	(35.024.855)	(29.237.452)
Totale cash flow assorbiti dalle attività di investimento	(6.547.569.026)	(45.062.498)	(221.157.264)	(153.340.601)
Free cash flow	(5.613.192.698)	261.605.158	32.652.550	31.481.508

Prospetti contabili consolidati

	Bilancio consolidato al 30.09.2005	Bilancio consolidato al 30.06.2005	Bilancio consolidato al 31.12.2004	Bilancio consolidato al 30.09.2004
Cash flow generati/assorbiti dalle attività di finanziamento				
Debiti verso banche	2.087.923.251	(346.682.181)	(70.135.129)	(278.495.527)
Crediti finanziari verso terzi	(11.402.000)		7.680.358	11.310.372
Crediti finanziari verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	(3.200.509)	(133.410)	4.120.622	
Attività finanziarie nette destinate alla vendita	(40.335.000)			
Debiti finanziari verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	2.401.500	602.218		
Debiti verso altri finanziatori	9.558.523	(21.174.733)	(42.349.466)	(19.097.111)
Debiti per prestito obbligazionario	1.469.036.500	44.450.000		
Debiti in c/c verso il Comune di Milano	6.558.045	(23.304.464)	1.715.623	6.694.719
Debiti per leasing	20.430.704	(2.466.295)	(25.272.640)	(27.630.261)
Variazione del patrimonio netto di terzi	2.073.572.409	890.826	536.577	359.224
Variazioni di patrimonio netto	121.929.070	149.463.459	(8.021)	(9.683)
Utile distribuito	(94.615.894)	(94.615.894)	(89.102.370)	(89.102.370)
Totale cash flow generati/assorbiti dalle attività di finanziamento	5.641.856.599	(292.970.474)	(212.814.446)	(395.970.637)
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE	28.663.901	(31.365.316)	(180.161.896)	(364.489.129)
DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO/PERIODO	220.294.915	220.294.915	400.456.811	400.456.811
DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO/PERIODO	248.958.816	188.929.599	220.294.915	35.967.682
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA				
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	244.458.816	188.929.599	220.294.915	35.967.682
Contanti vincolati e impegnati	4.500.000			
Crediti finanziari verso terzi	11.483.097	81.097	81.097	81.097
Crediti finanziari verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	4.255.571	1.188.472	1.055.062	1.545.670
Attività finanziarie nette destinate alla vendita	40.335.000			
Debiti verso banche	(3.314.041.028)	(879.435.597)	(1.226.117.777)	(1.017.757.379)
Debiti verso altri finanziatori	(369.528.982)	(338.795.726)	(359.970.459)	(383.222.814)
Debiti per prestito obbligazionario	(1.969.036.500)	(544.450.000)	(500.000.000)	(500.000.000)
Debiti in c/c verso il Comune di Milano	(83.374.595)	(53.512.086)	(76.816.550)	(81.795.646)
Debiti per leasing	(61.088.316)	(38.191.317)	(40.657.612)	(38.299.991)
Debiti finanziari verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	(2.401.500)	(602.218)		
Totale posizione finanziaria netta	(5.494.438.437)	(1.664.787.776)	(1.982.131.324)	(1.983.481.381)

Variazione della posizione finanziaria netta bilancio consolidato

	Bilancio consolidato al 30.09.2005	Bilancio consolidato al 30.06.2005	Bilancio consolidato al 31.12.2004	Bilancio consolidato al 30.09.2004
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio/periodo	(1.982.131.324)	(1.982.131.324)	(1.926.210.059)	(1.926.210.059)
Cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo				
Utile netto del periodo	166.617.609	145.044.960		163.447.968
Utile netto d'esercizio			209.648.431	
Ammortamento immobilizzazioni materiali	106.029.483	70.355.988	131.475.174	95.891.086
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	5.246.941	2.661.040	7.924.560	5.753.003
Variazioni delle attività e delle passività:				
Crediti per vendite e prestazioni	(533.398.998)	18.787.678	(91.631.065)	(41.493.522)
Crediti verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	4.473.943	9.955.868	(7.716.118)	(2.834.683)
Attività per imposte anticipate	(101.606.259)	(36.543.626)	(32.248.178)	(4.359.514)
Attività per derivati	(87.168.731)	(64.947.066)		
Altri crediti	(379.257.956)	22.180.783	(62.245.285)	5.191.792
Rimanenze	(254.403.993)	(7.254.032)	(11.255.252)	(9.275.410)
Attività di competenza di esercizi futuri	(10.354.221)	7.183.223	(1.191.742)	(4.320.731)
Attività destinate alla vendita	(125.105.000)			
Debiti verso fornitori	367.458.231	(68.010.155)	76.502.330	(31.306.845)
Debiti verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	6.157.252	757.400	2.120.325	1.506.289
Altri debiti	372.960.115	105.875.069	(87.870.941)	(58.744.072)
Depositi cauzionali da clienti	1.924.266	(1.074.639)	10.604.035	7.137.254
Passività per derivati	28.081.781	13.885.014		
Passività di competenza di esercizi futuri	25.156.061	15.484.828	1.065.055	7.984.682
Passività inerenti attività destinate alla vendita	176.377.500			
T.F.R. e Fondi benefici a dipendenti	33.165.974	(2.974.195)	453.148	(850.312)
Passività per imposte differite	639.620.015	60.752.007	76.108.721	48.522.872
Altri fondi rischi ed oneri	492.402.315	14.547.511	32.066.617	2.572.253
Totale cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo	934.376.328	306.667.656	253.809.814	184.822.109
Cash flow assorbiti dalle attività di investimento				
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(6.558.092.942)	(76.790.262)	(191.733.726)	(132.270.810)
Plusvalenze/Minusvalenze per eliminaz. di attività materiali	(1.470.692)	(982.854)	7.773.649	9.647.483
Partecipazioni	(50.546.369)	(29.681.962)	(2.443.797)	(1.751.287)
Plusvalenze/Minusvalenze per eliminaz. di partecipazioni	50.272.446	50.124.049	271.465	271.465
Azioni proprie	12.268.531	12.268.531	(35.024.855)	(29.237.452)
Totale cash flow assorbiti dalle attività di investimento	(6.547.569.026)	(45.062.498)	(221.157.264)	(153.340.601)
Free cash flow	(5.613.192.698)	261.605.158	32.652.550	31.481.508

Prospetti contabili consolidati

	Bilancio consolidato al 30.09.2005	Bilancio consolidato al 30.06.2005	Bilancio consolidato al 31.12.2004	Bilancio consolidato al 30.09.2004
Cash flow generati da variazioni di patrimonio netto				
Variazione del patrimonio netto di terzi	2.073.572.409	890.826	536.577	359.224
Variazioni di patrimonio netto	121.929.070	149.463.459	(8.021)	(9.683)
Utile distribuito	(94.615.894)	(94.615.894)	(89.102.370)	(89.102.370)
Totale cash flow generati da variazioni di patrimonio netto	2.100.885.585	55.738.391	(88.573.814)	(88.752.829)
Posizione finanziaria netta alla fine dell'esercizio/periodo	(5.494.438.437)	(1.664.787.776)	(1.982.131.324)	(1.983.481.381)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA				
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	244.458.816	188.929.599	220.294.915	35.967.682
Contanti vincolati e impegnati	4.500.000			
Crediti finanziari verso terzi	11.483.097	81.097	81.097	81.097
Crediti finanziari verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	4.255.571	1.188.472	1.055.062	1.545.670
Attività finanziarie nette destinate alla vendita	40.335.000			
Debiti verso banche	(3.314.041.028)	(879.435.597)	(1.226.117.777)	(1.017.757.379)
Debiti verso altri finanziatori	(369.528.982)	(338.795.726)	(359.970.459)	(383.222.814)
Debiti per prestito obbligazionario	(1.969.036.500)	(544.450.000)	(500.000.000)	(500.000.000)
Debiti in c/c verso il Comune di Milano	(83.374.595)	(53.512.086)	(76.816.550)	(81.795.646)
Debiti per leasing	(61.088.316)	(38.191.317)	(40.657.612)	(38.299.991)
Debiti finanziari verso società del Gruppo (non consolidate integralmente)	(2.401.500)	(602.218)		
Totale posizione finanziaria netta	(5.494.438.437)	(1.664.787.776)	(1.982.131.324)	(1.983.481.381)

Prospetto delle variazioni dei conti di patrimonio netto di Gruppo

Descrizione milioni di euro	Capitale Sociale	Azioni Proprie	Riserva Legale	Altre Riserve	
Patrimonio netto di pertinenza del Gruppo al 31 dicembre 2004	936	(35)	77	197	
Rettifiche al 1° gennaio 2005 per l'adozione dei principi IAS/IFRS nn. 32 e 39					
Patrimonio netto FTA 1° gennaio 2005	936	(35)	77	197	
Variazioni dell'esercizio 2005:					
Riserva legale			8		
Utile distribuito ai soci					
Altre riserve				53	
Azioni proprie		12			
Riserve di transizione IAS/IFRS					
Riserve IAS					
Utili trattenuti					
Utile netto del periodo di pertinenza del Gruppo					
Interessi di minoranze					
Patrimonio netto di pertinenza del Gruppo al 30 settembre 2005	936	(23)	85	250	

Gruppo AEM

	Riserve di Transizione IAS	Riserve IAS	Utili trattenuti	Utile dell'esercizio di Gruppo	Totale Patrimonio netto di Gruppo	Interessi di minoranze	Totale Patrimonio netto
	(67)		64	210	1.382	3	1.385
	129				129		129
	62		64	210	1.511	3	1.514
				(8)			
				(95)	(95)		(95)
				(52)	1		1
					12		12
	(74)				(74)		(74)
		65			65		65
			55	(55)			
				167	167		167
						2.074	2.074
	(12)	65	119	167	1.587	2.077	3.664

Stato patrimoniale Fonti/Impieghi

	Bilancio consolidato al 30.09.2005		Bilancio consolidato al 30.06.2005		Bilancio consolidato al 31.12.2004		Bilancio consolidato al 30.09.2004	
CAPITALE INVESTITO								
IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	2.254.056.311	24,6	155.540.864	4,8	157.013.135	4,7	156.315.009	4,7
IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	7.378.475.689	80,6	3.061.980.014	93,9	3.055.751.655	90,7	3.032.868.676	91,1
INVESTIMENTI IMMOBILIARI	28.520.000	0,3						
IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE								
Partecipazioni	372.546.535	4,1	368.411.025	11,3	388.853.112	11,5	388.160.602	11,7
Altri crediti	211.492.561	2,3	1.839.421	0,1	1.806.131	0,1	2.286.596	0,1
Attività per imposte anticipate	217.822.798	2,4	152.760.165	4,7	116.216.539	3,5	88.327.875	2,7
ATTIVITÀ/PASSIVITÀ PER DERIVATI	577.213	0,0	431.195	0,0				
(PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE)	(786.199.354)	(8,6)	(207.331.346)	(6,4)	(146.579.339)	(4,4)	(118.993.490)	(3,6)
(FONDI RISCHI ED ONERI)	(574.539.746)	(6,3)	(96.684.942)	(3,0)	(82.137.431)	(2,4)	(52.643.067)	(1,6)
(TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO)	(194.305.531)	(2,1)	(158.165.362)	(4,8)	(161.139.557)	(4,8)	(159.836.097)	(4,8)
* CAPITALE IMMOBILIZZATO NETTO	8.908.446.476	97,3	3.278.781.034	100,5	3.329.784.245	98,9	3.336.486.104	100,3
Rimanenze	329.375.106	3,6	82.225.145	2,5	74.971.113	2,2	72.991.271	2,2
Crediti a breve	1.395.828.304	15,2	646.374.107	19,8	698.369.085	20,7	575.432.313	17,3
Partecipazioni (held for trading)	16.580.500	0,2						
Attività di competenza esercizi futuri	34.746.113	0,4	17.208.669	0,5	24.391.892	0,7	27.520.881	0,8
Attività/passività per derivati correnti	58.509.737	0,6	50.630.857	1,6				
(Debiti verso fornitori)	(829.444.769)	(9,1)	(393.976.383)	(12,1)	(461.986.538)	(13,7)	(354.177.363)	(10,6)
(Altri debiti)	(638.440.681)	(7,0)	(362.956.878)	(11,1)	(257.399.048)	(7,6)	(282.445.100)	(8,5)
(Passività di competenza esercizi futuri)	(65.980.006)	(0,7)	(56.308.773)	(1,7)	(40.823.945)	(1,2)	(47.743.572)	(1,4)
* CAPITALE DI FUNZIONAMENTO	301.174.304	3,3	(16.803.256)	(0,5)	37.522.559	1,1	(8.421.570)	(0,3)
* ATTIVITÀ/PASSIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA	(51.272.500)	(0,6)						
** TOTALE CAPITALE INVESTITO	9.158.348.280	100,0	3.261.977.778	100,0	3.367.306.804	100,0	3.328.064.534	100,0
FONDI DI COPERTURA								
* TOTALE PATRIMONIO NETTO	3.663.909.843	40,0	1.597.190.002	49,0	1.385.175.480	41,1	1.344.583.153	40,4
Crediti finanziari immobilizzati	2.227.659	0,0	1.269.569	0,0	1.136.159	0,0	1.626.767	0,0
Contanti vincolati o impegnati	4.500.000	0,0						
(Debiti finanziari immobilizzati)	4.543.667.822	49,6	1.536.469.082	47,1	1.731.155.411	51,4	1.728.051.359	51,9
(1) TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA OLTRE L'ESERCIZIO SUCCESSIVO	4.536.940.163	49,5	1.535.199.513	47,1	1.730.019.252	51,4	1.726.424.592	51,9
Crediti finanziari entro es.successivo	13.511.009	0,1						
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	244.458.816	2,7	188.929.599	5,8	220.294.915	6,5	35.967.682	1,1
(Debiti finanziari entro es.successivo)	1.255.803.099	13,7	318.517.862	9,8	472.406.987	14,0	293.024.471	8,8
Attività finanziarie nette destinate alla vendita	40.335.000	0,4						
(2) TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA ENTRO L'ESERCIZIO SUCCESSIVO	957.498.274	10,5	129.588.263	4,0	252.112.072	7,5	257.056.789	7,7
* TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (1 + 2)	5.494.438.437	60,0	1.664.787.776	51,0	1.982.131.324	58,9	1.983.481.381	59,6
** TOTALE FONDI	9.158.348.280	100,0	3.261.977.778	100,0	3.367.306.804	100,0	3.328.064.534	100,0

*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 finan-

ziaria 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. differisce dal testo approvato dallo IASB relativamente alla valutazione delle passività al *fair value* (tema sul quale lo IASB sta intervenendo in queste ultime settimane) e delle macro coperture del rischio di tasso di portafoglio di attività e passività.

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.

Il Gruppo AEM ha predisposto la relazione semestrale in base allo IAS 34 che disciplina l'informativa infrannuale e all'IFRS 1 "Prima adozione degli IFRS".

Si evidenzia che i dati presentati potrebbero subire modifiche per riflettere gli orientamenti futuri della Commissione Europea in merito all'omologazione degli IFRS o eventuali pronunciamenti dello IASB o dell'IFRIC.

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 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.

Il bilancio consolidato del Gruppo AEM è presentato in euro, che è anche la moneta corrente nelle economie in cui il Gruppo opera.

La presente relazione trimestrale è stata autorizzata alla pubblicazione dal Consiglio di Amministrazione di AEM S.p.A. tenutosi in data 14 novembre 2005.

Area di consolidamento

La relazione consolidata del Gruppo AEM al 30 settembre 2005 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.

A seguito della perdita del controllo, la società Zincar S.r.l. viene consolidata con il metodo del Patrimonio netto, rispetto al metodo di consolidamento integrale adottato nel bilancio al 31 dicembre 2004.

In relazione alle cosiddette *Joint Ventures* 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 32 e 39.

La società Ecodeco S.r.l., viene valutata con il metodo del patrimonio netto, a seguito dell'acquisizione da parte di AEM S.p.A., avvenuta il 22 aprile 2005, di una partecipazione pari al 30% del capitale sociale. L'allocazione dell'avviamento è stata effettuata, come previsto dall'IFRS n. 3, e gli effetti dell'allocazione dello stesso sono recepiti nella presente relazione trimestrale.

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.. La società Transalpina di Energia S.r.l. è stata consolidata con il metodo proporzionale (50%), mentre la società Delmi S.p.A. è stata consolidata integralmente.

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 una 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.

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 elimi-

Nota di commento ai prospetti contabili

nati. 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 3.

Principi contabili e criteri di valutazione

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 del periodo di riferimento. 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 indetraibile), 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 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

Nota di commento ai prospetti contabili

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 % - 12,5%
• 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% - 12,5%
• macchine per ufficio elettriche ed elettroniche _____	10,0% - 33,3%
• mezzi di trasporto _____	10,0% - 25,0%
• migliorie 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.

Avviamento

L'avviamento derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint ventures* è inizialmente iscritto al costo, e rappresenta il maggior valore del costo d'acquisto rispetto alla quota di pertinenza dell'acquirente del *fair value* netto riferito ai valori identificabili delle attività e delle passività attuali e potenziali. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è più sottoposto ad ammortamento ma viene annualmente sottoposto alla verifica di perdita di valore ("*Impairment Test*"). Qualora la verifica di perdita di valore fornisca indicazioni di un valore dell'avviamento superiore al reale valore si procede alla riduzione del valore dell'avviamento stesso con imputazione a Conto economico della svalutazione. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

In particolare, 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 detenuta da e.Biscom S.p.A. (ora denominata Fastweb S.p.A.) e ha ceduto la partecipazione nella "precedente" Fastweb S.p.A. a e.Biscom S.p.A. per un valore netto a favore di AEM S.p.A., pagato in obbligazioni convertibili di e.Biscom S.p.A.. Operazioni di questo tipo sono

trattate dai Principi Contabili Internazionali nella bozza di recente pubblicazione dell'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". 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.

Alla data di acquisizione, l'eventuale avviamento emergente viene 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, relativa-

mente 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 del periodo. 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 approssi-

mare 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, le partecipazioni 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: si ritiene che tale modifica sarà oggetto di omologazione entro la fine dell'anno e quindi applicabile già dal 1° gennaio 2005.

- 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. Coerentemente con la strategia prescelta, il Gruppo non pone in essere operazioni su derivati a scopi speculativi. 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; e 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 la 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).

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

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 cessate/destinate a essere cedute (*Discontinued operations*)

Le attività cessate/destinate a essere cedute 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 ad essere cedute e passività correlate ad attività destinate ad essere cedute;
- in una specifica voce del conto economico: utile (perdita) netto da attività cessate/destinate ad essere cedute.

Benefici per i 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 del periodo di riferimento, 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 del periodo. 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 nominale delle azioni proprie è contabilizzato in riduzione del capitale socia-

le emesso, mentre l'eccedenza del valore di acquisto/vendita rispetto al valore nominale è portata a riduzione delle Altre riserve.

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 prefissati 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 elet-

trica e il gas italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento.

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.

Oneri finanziari

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

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sul reddito del periodo 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 di periodo.

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 atti-

Nota di commento ai prospetti contabili

vità e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali 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 tramite la società Delmi S.p.A.; pertanto i dati patrimoniali al 30 settembre 2005 non risultano omogenei con i dati al 31 dicembre 2004.

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 Zincar S.r.l. è uscita dall'area di consolidamento a partire dall'esercizio 2005 e viene valutata con il metodo del Patrimonio Netto. La società Ecodeco S.r.l., di cui è stata acquisita una quota del capitale pari al 30% nel corso del periodo in esame, è valutata con il metodo del Patrimonio Netto.

Lo stato patrimoniale al 30 settembre 2005 presenta attività per 12.809.547 migliaia di euro e passività per 9.145.637 migliaia di euro; il patrimonio netto ammonta complessivamente a 3.663.910 migliaia di euro.

L'utile netto del periodo è risultato pari a 166.618 migliaia di euro.

ATTIVITÀ

A) ATTIVITÀ NON CORRENTI

A1) Immobilizzazioni materiali

migliaia di euro	Valore residuo 31.12.2004	Investimenti	Altre Variazioni	Dismissioni e Riclass.	Ammortam. e Svalutaz.	Consolid. Gruppo Delmi	Valore residuo 30.09.2005
Terreni	25.885	3		10.686		68.462	105.036
Fabbricati	239.404	586		(3.484)	(9.158)	376.626	603.974
Impianti e macchinario	2.494.906	49.112		9.055	(95.706)	3.058.899	5.516.266
Attrezzature industriali e commerciali	4.908	636		(342)	(1.900)	8.639	11.941
Altri beni	13.420	2.062		6	(1.880)	8.254	21.862
Immob.in corso e acconti	230.485	79.554	(35)	(25.625)		702.810	987.189
Migliorie su beni in locazione	2.711	650		69	(868)		2.562
Beni acquistati in leasing	44.033				(1.070)	86.683	129.646
Totale	3.055.752	132.603	(35)	(9.635)	(110.582)	4.310.373	7.378.476

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Le immobilizzazioni materiali sono pari a 7.378.476 migliaia di euro (3.055.752 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) in crescita di 4.322.724 migliaia di euro per l'effetto contrapposto delle seguenti voci:

- per 132.603 migliaia di euro, gli investimenti e gli anticipi pagati ai fornitori nel periodo in esame, di cui 13.976 migliaia di euro quali costi del personale capitalizzati così ripartiti per settore di attività:
 - Produzione di energia elettrica, 73.032 migliaia di euro;
 - Mercato, 459 migliaia di euro;
 - Reti, 54.994 migliaia di euro;
 - Servizi, 4.118 migliaia di euro;
- per 35 migliaia di euro, l'eliminazione di cespiti ad esito del deconsolidamento, nel periodo in esame, della società Zincar S.r.l.;
- per 9.635 migliaia di euro, la dismissione di cespiti, al netto del fondo ammortamento;
- per 4.553 migliaia di euro, la svalutazione di cespiti al netto del fondo ammortamento;
- per 106.029 migliaia di euro, gli ammortamenti del periodo in esame;
- per 4.310.373 migliaia di euro, il consolidamento del Gruppo Delmi.

Si segnala che nella voce "Impianti e macchinario" sono compresi gli oneri derivanti dagli obblighi di ripristino ambientale delle aree di produzione termoelettrica di Edipower S.p.A., per 3.242 migliaia di euro. Per tali oneri si è provveduto all'attualizzazione del valore il cui effetto a conto economico è compreso negli oneri finanziari.

A2) Investimenti immobiliari

Al 30 settembre 2005 risultano iscritti investimenti immobiliari per 28.520 migliaia di euro e si riferiscono esclusivamente al consolidamento del Gruppo Delmi.

A3) Immobilizzazioni immateriali

migliaia di euro	Valore residuo 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Investim.	Altre variazioni	Ammortam.	Consolid. Gruppo Delmi	Valore residuo 30.09.2005
Diritti di brevetto ind. e util.op. dell'ingegno	11.475		573	5.713	(2.672)	132	15.221
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	11.937		416	140	(1.104)	171.552	182.941
Avviamento	126.394			38.398	(1.057)	1.876.298	2.040.033
Immobilizzazioni in corso	3.274		3.944	(5.874)		3.175	4.519
Altre immobilizzazioni immateriali	3.933	(2.027)	1		(414)	9.849	11.342
Totale	157.013	(2.027)	4.934	38.377	(5.247)	2.061.006	2.254.056

Le immobilizzazioni immateriali al 30 settembre 2005 presentano, rispetto al 31 dicembre 2004, un incremento netto di 2.097.043 migliaia di euro risultante dall'effetto contrapposto delle seguenti voci:

- per 2.027 migliaia di euro, la riclassificazione, effettuata in data 1° gennaio 2005, dei costi sostenuti per l'emissione del prestito obbligazionario e per l'ottenimento del finanziamento Mediobanca portati a riduzione della voce "Debiti verso banche" come previsto dal principio IAS n. 39;
- per 4.934 migliaia di euro, gli investimenti effettuati nel periodo in esame così ripartiti per settore di attività:
 - Produzione di energia elettrica, 201 migliaia di euro;
 - Mercato, 132 migliaia di euro;
 - Reti, 49 migliaia di euro;
 - Servizi, 4.552 migliaia di euro;
- per 900 migliaia di euro, la riduzione dell'avviamento relativo all'acquisto della partecipazione nella controllata AEM Calore & Servizi S.p.A. in seguito all'accordo raggiunto con il venditore Siemens Building Technologies A.G. (ora denominata Siemens Schweiz A.G.) che ha consentito di ridurre il prezzo di acquisto della società;
- per 39.298 migliaia di euro, il consolidamento dell'avviamento delle società Ecodeco;
- per 21 migliaia di euro, altre variazioni del periodo in esame;

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

- per 5.247 migliaia di euro, gli ammortamenti del periodo in esame;
- per 2.061.006 migliaia di euro, il consolidamento del Gruppo Delmi.

La voce Avviamento al 30 settembre 2005 è pari a 2.040.033 migliaia di euro ed è relativa alle seguenti acquisizioni:

migliaia di euro	Saldo al 30.09.2005
Ramo d'azienda Enel Distribuzione S.p.A.	109.520
Serenissima Gas S.p.A.	9.497
AEM Calore & Servizi S.p.A.	3.897
Edipower S.p.A.	2.154
Serenissima Energia S.r.l.	426
Ecodeco S.r.l.	38.241
Delmi S.p.A.	13.381
Transalpina di Energia S.r.l.	110.405
Gruppo Edison	1.752.512
Totale	2.040.033

A4) Partecipazioni

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Partecipazioni in imprese controllate			4.177	4.177
Partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	14.556	32.076	28.052	74.684
Partecipazioni in controllanti				–
Partecipazioni in Joint Venture				–
Totale	14.556	32.076	32.229	78.861

Le partecipazioni al 30 settembre 2005 presentano, rispetto al 31 dicembre 2004, un incremento netto di 64.305 migliaia di euro dovuto alle seguenti movimentazioni:

- per 32.076 migliaia di euro, all'incremento del periodo in esame risultante principalmente dall'acquisto della partecipazione, pari al 30%, nella società Ecodeco S.r.l., holding industriale del Gruppo Ecodeco operante in Italia e in alcuni paesi europei nella produzione di energia elettrica da termovalorizzazione dei rifiuti e da biogas e nello smaltimento dei rifiuti. Sono state completate le attività per l'allocazione, ove possibile, del maggior valore pagato mentre la parte residua è stata allocata ad avviamento e sottoposta a *Impairment Test*

Commento alle voci di bilancio consolidato

che ha dato esito positivo. 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*;

- per 32.229 migliaia di euro al consolidamento del Gruppo Delmi.

Con riferimento a Mestni Plinovodi d.o.o., si segnala l'impegno sottoscritto a favore di Simest S.p.A., socio di minoranza della società, all'acquisto alla data del 30 settembre 2009 del 50% della quota attualmente da essa detenuta (pari complessivamente al 17,543%). 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 (1.500 migliaia di euro) e il valore patrimoniale netto della partecipata al 30 settembre 2009.

A5) Altre attività finanziarie non correnti

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Attività finanziarie possedute per essere negoziate (HFT)					
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza (HTM)	81			962	1.043
Prestiti e crediti originati dall'impresa (L&R)	1.055			29.963	31.018
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS)	374.297	133.909	(254.301)	39.781	293.686
Altre attività finanziarie non classificate					
Totale	375.433	133.909	(254.301)	70.706	325.747

Le altre attività finanziarie non correnti presentano un decremento pari 46.686 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2004 dovuto all'effetto contrapposto delle seguenti voci:

- al 1° gennaio 2005, in applicazione del principio contabile IAS n. 39, si è provveduto ad adeguare il valore delle partecipazioni in società quotate al loro fair value per complessivi 133.909 migliaia di euro. In particolare le variazioni hanno riguardato: per 85.413 migliaia di euro la valutazione della partecipazione nella società ATEL SA; per 48.158 migliaia di euro la valutazione della partecipazione nella società Fastweb S.p.A.; per 338 migliaia di euro la valutazione della partecipazione nella società AEM Torino S.p.A.;
- la diminuzione delle attività finanziarie disponibili per la vendita per 254.301 migliaia di euro è dovuta essenzialmente alla vendita della partecipazione in

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Fastweb S.p.A. (ex e.Biscom S.p.A.), per 291.147 migliaia di euro, comprensivi sia del costo di acquisto sia della rivalutazione a *fair value* effettuata in data 1° gennaio 2005, in parte compensata dalla rivalutazione a *fair value*, per 34.504 migliaia di euro, della partecipazione in ATEL SA, e per 2.342 migliaia di euro, della partecipazione in AEM Torino S.p.A.;

- il consolidamento del Gruppo Delmi ha comportato un aumento delle altre attività finanziarie non correnti per 70.706 migliaia di euro.

A6) Strumenti derivati non correnti

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Strumenti derivati non correnti		577		577

Al 30 settembre 2005 ammontano a 577 migliaia di euro e si riferiscono alla valutazione del derivato a copertura della variabilità dei prezzi delle *commodity* della società Plurigas S.p.A..

La natura e il contenuto degli strumenti derivati sono illustrati al paragrafo "Altre informazioni".

A7) Attività per imposte anticipate

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Attività per imposte anticipate	116.217	15.790	33.486	52.330	217.823

Tale posta è pari a 217.823 migliaia di euro (116.217 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) 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 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.

Le rettifiche apportate in seguito all'adozione dei principi contabili internazionali nn. 32 e 39 hanno comportato lo stanziamento delle imposte differite in contropartita alla riserva di transizione del patrimonio netto per 15.790 migliaia di euro portando così il valore di apertura di tale posta al 1° gennaio 2005 a 132.007 migliaia di euro.

A8) Altri crediti non correnti

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Altri crediti non correnti	1.806	378	179.475	181.659

Gli altri crediti non correnti risultano pari a 181.659 migliaia di euro (1.806 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e si riferiscono sia a crediti verso il personale sia a depositi cauzionali. L'incremento derivante dal consolidamento del Gruppo Delmi risulta pari a 179.475 migliaia di euro.

A10) Contanti vincolati o impegnati

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Contanti vincolati o impegnati			4.500	4.500

Tale posta presenta un saldo pari a 4.500 migliaia di euro relativo esclusivamente al consolidamento del Gruppo Delmi.

B) Attività correnti

B2) Rimanenze

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Rimanenze	74.971	5.402	27.996	221.006	329.375

Le rimanenze presentano un incremento pari a 254.404 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2004, relativo:

- per 27.996 migliaia di euro, all'aumento delle rimanenze nel periodo dovute agli effetti stagionali delle rimanenze di combustibili (stoccaggio di gas naturale) della società Plurigas S.p.A., consolidata proporzionalmente, nonché alle giacenze di combustibili della controllata AEM Trading S.r.l., in parte compensato dalla riduzione delle rimanenze di lavori in corso su ordinazione che, al 31 dicembre 2004, comprendevano le rimanenze della società Zincar S.r.l. non più consolidata al 30 settembre 2005. Inoltre, non sussistono rimanenze di Certificati Verdi della società controllata AEM Trading S.r.l., presenti nel bilancio dell'esercizio precedente;

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

- per 5.402 migliaia di euro, all'aumento del valore delle rimanenze di combustibili della società Plurigas S.p.A. effettuato in data 1° gennaio 2005 a seguito all'adeguamento della componente variabile intrinseca al valore del magazzino (*fair value hedge*) in applicazione dei principi contabili IAS;
- per 221.006 migliaia di euro, al consolidamento del Gruppo Delmi.

B3) Attività finanziarie correnti

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Attività finanziarie possedute per essere negoziate (HFT)				16.581	16.581
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza (HTM)	3				3
Prestiti e crediti originati dall'impresa (L&R)				9.439	9.439
Attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS)					–
Altre attività finanziarie non classificate				1.000	1.000
Attività finanziarie vs parti correlate			1	3.070	3.071
Totale	3		1	30.090	30.094

Al 30 settembre 2005 sono pari a 30.094 migliaia di euro; l'incremento pari a 30.090 è dovuto essenzialmente al consolidamento del Gruppo Delmi.

B4) Strumenti derivati correnti

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Strumenti derivati correnti		30.689	26.436	29.467	86.592

A seguito dell'adozione dello IAS 39 in data 1° gennaio 2005 è stato rilevato tra le attività dello stato patrimoniale l'effetto dei derivati in essere per 30.689 migliaia di euro, composto principalmente dalla valutazione degli strumenti derivati a copertura del rischio di tasso sia sul debito per il prestito obbligazionario sia per il debito verso la Cassa Depositi e Prestiti.

Al 30 settembre 2005 tale voce ammonta a 86.592 migliaia di euro e risulta così composta:

- per 51.645 migliaia di euro la valutazione dei derivati a copertura del rischio di tasso sul debito per il prestito obbligazionario;

Commento alle voci di bilancio consolidato

- per 5.480 migliaia di euro la valutazione dei derivati a copertura della variabilità dei prezzi delle *commodity*;
- per 29.467 al consolidamento del Gruppo Delmi.

Rispetto al 1° gennaio 2005 si evidenzia un aumento del derivato sul prestito obbligazionario a seguito dell'adeguamento al *fair value* al 30 settembre 2005 dello stesso, un aumento della valutazione dei derivati sulle *commodity*, mentre è stata azzerata la valutazione del derivato a copertura del prezzo di mercato delle azioni Fastweb S.p.A., a seguito della vendita delle stesse, e la valutazione del derivato sul debito verso la Cassa Depositi e Prestiti, la cui valutazione a *fair value* presenta alla chiusura del periodo un valore a debito.

La natura e il contenuto degli strumenti derivati sono illustrati al paragrafo "Altre informazioni".

B5) Crediti tributari

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Crediti tributari	65.815	(30.276)	20.468	56.007

Al 30 settembre 2005 tale posta risulta pari a 56.007 migliaia di euro (65.815 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e si riferisce, principalmente: al credito verso l'Erario per IVA, al credito verso l'Erario per la differenza tra gli acconti IRES e IRAP versati ed il saldo risultante dal calcolo delle imposte di competenza del periodo, ai crediti verso l'Erario, in relazione all'acconto IRPEF applicato sul trattamento di fine rapporto, maturato a favore dei dipendenti in servizio alla fine dell'esercizio 1997 e versato dalla controllante all'Erario, in parte nel mese di luglio ed in parte alla fine del mese di novembre del 1997 e del 1998.

B6) Crediti commerciali e altri crediti

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Crediti verso clienti	507.227	(50.290)	583.690	1.040.627
Crediti vs parti correlate	88.162	(14.593)	10.119	83.688
Crediti di leasing finanziario				–
Altri crediti	37.165	38.993	139.349	215.507
Totale	632.554	(25.890)	733.158	1.339.822

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Al 30 settembre 2005 i crediti commerciali e gli altri crediti risultano pari a 1.339.822 migliaia di euro (632.554 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e presentano un incremento pari a 707.268 migliaia di euro principalmente relativo:

- al decremento dei crediti verso clienti per 50.290 migliaia di euro dovuto essenzialmente a minori crediti per vendite di energia elettrica e gas;
- al decremento dei crediti verso parti correlate per 14.593 dovuti essenzialmente alla diminuzione dei crediti verso il Comune di Milano per minori crediti per forniture di energia elettrica e prestazioni di servizi;
- all'incremento degli altri crediti per 38.993 migliaia di euro in particolare dovuto all'aumento dei crediti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico;
- al consolidamento del Gruppo Delmi per 733.158 migliaia di euro.

B7) Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Depositi bancari e postali	220.149	(180.925)	155.425	194.649
Denaro e valori in cassa	143	52	60	255
Crediti per operazioni finanziarie			49.552	49.552
Totale	220.292	(180.873)	205.037	244.456

Le disponibilità liquide al 30 settembre 2005 risultano pari a 244.456 migliaia di euro (220.292 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) comprensivi del consolidamento del Gruppo Delmi per 205.037 migliaia di euro.

I depositi bancari includono gli interessi maturati ma non ancora accreditati alla fine del periodo in esame. La riduzione dei depositi bancari avvenuta nel periodo, prima del consolidamento del Gruppo Delmi, si inquadra nelle strategie di riduzione del debito bancario a breve termine.

B8) Attività di competenza di esercizi futuri

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Attività di competenze di esercizi futuri	24.392	(5.213)	9	15.558	34.746

Sono evidenziati in bilancio per 34.746 migliaia di euro (24.392 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e si riferiscono sia a proventi di competenza dell'esercizio ed esigibili in esercizi futuri, sia a costi già sostenuti, ma di competenza di periodi futuri.

Commento alle voci di bilancio consolidato

In data 1° gennaio 2005, in applicazione dello IAS 39 il disavanzo di emissione del prestito obbligazionario AEM S.p.A. scadenza 2013 è stato portato a rettifica del valore del prestito stesso per 1.029 migliaia di euro, così come le commissioni sui finanziamenti di Edipower S.p.A. sono state portate a rettifica dei debiti verso banche per 4.184 migliaia di euro.

Il consolidamento del Gruppo Delmi ha comportato un incremento pari a 15.558 migliaia di euro.

C) Attività destinate alla vendita

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Attività destinate alla vendita			218.236	218.236

Risultano pari a 218.236 migliaia di euro e si riferiscono al consolidamento del Gruppo Delmi che comprende le attività del Gruppo Edison destinate alla vendita ed in particolare riferite alla cessione della società Tecnimont S.p.A..

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ

A) Patrimonio netto

La composizione del patrimonio netto, il cui valore al 30 settembre 2005 risulta pari a 3.663.910 migliaia di euro, è dettagliato nella seguente tabella:

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Patrimonio netto di spettanza del Gruppo:					
Capitale sociale	936.025				936.025
(Azioni proprie)	(35.025)		12.269		(22.756)
Riserva legale	77.465		7.687		85.152
Altre riserve	129.402	129.000	44.299	(3)	302.698
Utili trattenuti	64.210		54.941		119.151
Utile netto dell'esercizio	209.648		(209.648)		-
Utile netto del periodo			164.770	1.848	166.618
Totale patrimonio del Gruppo	1.381.725	129.000	74.318	1.845	1.586.888
Interessi di minoranze	3.450		402	2.073.170	2.077.022
Totale patrimonio netto	1.385.175	129.000	74.720	2.075.015	3.663.910

A1) Capitale sociale

Al 30 settembre 2005 il capitale sociale ammonta a 936.025 migliaia di euro ed è composto da 1.800.047.400 azioni del valore unitario di 0,52 euro ciascuna.

A3) Azioni proprie

Al 30 settembre 2005 presenta un valore negativo pari a 22.756 migliaia di euro e si riferisce alle azioni proprie acquistate nel corso dell'esercizio precedente (n. 22.751.455) al netto della cessione di n. 7.909.605 azioni proprie utilizzate per l'acquisto della partecipazione nella società Ecodeco S.r.l.. Al 30 settembre 2005 la società possiede n. 14.841.850 azioni proprie.

A4) Riserva legale

Al 30 settembre 2005 risulta pari a 85.152 migliaia di euro. L'aumento, rispetto al bilancio chiuso al 31 dicembre 2004, pari a 7.687 migliaia di euro, è attribuibile alla destinazione a tale riserva del 5% dell'utile dell'esercizio precedente, così come previsto dall'articolo 2430 Codice Civile.

A5) Altre riserve

Riserva di transizione IAS

Tale riserva, che al 30 settembre 2005 presenta un saldo negativo pari a 12.117 migliaia di euro (-67.234 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) accoglie gli effetti cumulativi delle rettifiche positive e negative derivanti dalla prima applicazione dei principi contabili internazionali.

Al 31 dicembre 2004 il saldo negativo pari a 67.234 migliaia di euro rappresentava le rettifiche derivanti dall'applicazione dei principi contabili IAS/IFRS avvenuta in data 1° gennaio 2004. Al 1° gennaio 2005, per effetto della prima applicazione degli IAS nn. 32 e 39 tale riserva presentava un saldo positivo pari a 61.765 migliaia di euro. Al 30 settembre 2005, a seguito principalmente della vendita delle azioni Fastweb S.p.A., avvenuta nel periodo in esame, tale riserva presenta un incremento pari a 55.117 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2004.

Riserve IAS

Al 30 settembre ammontano a 64.927 migliaia di euro (la posta non presentava alcun saldo al 31 dicembre 2004) e accolgono gli effetti derivanti dalle valuta-

zioni effettuate successivamente alla prima adozione dei principi contabili IAS/IFRS.

Altre riserve

Risultano complessivamente pari a 249.888 migliaia di euro (196.637 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) 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..

A6) Utili trattenuti

La posta presenta un saldo positivo pari a 119.151 migliaia di euro (64.210 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e riguarda sia le rettifiche di consolidamento relative ai valori iscritti nei bilanci degli esercizi precedenti delle società del Gruppo, sia le perdite e gli utili degli esercizi precedenti portati a nuovo da alcune società controllate.

A7) Utile netto del periodo

Risulta pari a 166.618 migliaia di euro ed accoglie il risultato del periodo in esame.

A8) Interessi di minoranze

Al 30 settembre 2005 ammontano a 2.077.022 migliaia di euro (3.450 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e rappresentano la quota di capitale, di riserve e di risultato di spettanza degli azionisti di minoranza delle società Delmi S.p.A., Transalpina di Energia S.r.l., Serenissima Gas S.p.A. e Serenissima 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.

B) PASSIVITÀ

B1) Passività non correnti

B1 – 1) Finanziamenti a medio/lungo termine

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Obbligazioni non convertibili	500.000	31.800	14.800	1.422.437	1.969.037
Obbligazioni convertibili					–
Debiti verso soci per finanziamenti					–
Debiti verso banche	872.877	(7.731)	(186.401)	1.544.201	2.222.946
Debiti verso altri finanziatori	317.621		(42.349)	19.416	294.688
Strumenti derivati		644	(644)		–
Debiti per leasing finanziario	40.658		(2.467)	18.806	56.997
Debiti rappresentati da titoli di credito					
Totale	1.731.156	24.713	(217.061)	3.004.860	4.543.668

I finanziamenti a medio/lungo termine risultano pari a 4.543.668 migliaia di euro (1.731.156 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e presentano un incremento pari a 2.812.512 migliaia di euro derivante da fattori di segno opposto quali:

- l'incremento per 46.600 migliaia di euro del prestito obbligazionario non convertibile emesso da AEM S.p.A. nel mese di ottobre 2003 e collocato sul mercato internazionale degli Eurobond. In data 1° gennaio 2005 tale posta ha subito incremento netto pari a 31.800 migliaia di euro dovuto a fattori di segno opposto: la valutazione a *fair value* al 1° gennaio 2005 (+34.167 migliaia di euro), in applicazione della metodologia del *fair value* option (IAS 39), in parte compensata dalla riclassificazione, a diretta rettifica del valore del prestito, del disavanzo di emissione (–1.028 migliaia di euro) e degli oneri accessori (–1.339 migliaia di euro). L'incremento che si registra al 30 settembre 2005, pari a 14.800 migliaia di euro, si riferisce alla valutazione al *fair value* a tale data del prestito stesso;
- il decremento pari a 194.132 migliaia di euro dei debiti verso banche a medio/lungo termine riferiti ai debiti verso banche del Gruppo AEM e al 20% dei debiti di Edipower S.p.A.;
- il decremento pari a 42.349 migliaia di euro dei debiti verso altri finanziatori a medio lungo termine dovuto esclusivamente alla riclassificazione nelle poste del passivo corrente della quota scadente nel 2006 del finanziamento ottenuto dalla Cassa Depositi e Prestiti dalla controllata AEM Elettricità S.p.A., in relazione all'acquisizione del ramo d'azienda da Enel Distribuzione S.p.A.;

Commento alle voci di bilancio consolidato

- il decremento pari a 2.467 migliaia di euro dei debiti verso le società di leasing per l'operazione di sale and lease-back realizzata nell'esercizio 2001 sull'immobile di Corso di Porta Vittoria, in Milano. Tale decremento è dovuto ai rimborsi effettuati nel periodo in esame;
- l'incremento pari a 3.004.860 migliaia di euro dei debiti finanziari a medio/lungo termine derivante dal consolidamento del Gruppo Delmi.

B1 – 2) Passività per imposte differite

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Passività per imposte differite	146.579	12.155	44.299	583.166	786.199

Al 1° gennaio 2005, a seguito delle rettifiche apportate in relazione all'adozione dei principi contabili internazionali nn. 32 e 39, sono state iscritte imposte differite per 12.155 migliaia di euro.

La voce accoglie le rettifiche volte ad adeguare i bilanci delle singole società eliminando le interferenze determinate dall'applicazione di variazioni e accantonamenti previsti esclusivamente dalla normativa fiscale; in particolare, essi si riferiscono ai maggiori ammortamenti effettuati, al fine di evitare ingiustificate penalizzazioni fiscali e all'accantonamento delle imposte differite passive di tutte le società del Gruppo AEM, a titolo di IRES e IRAP che saranno in vigore nel momento in cui si riverseranno le differenze temporanee che le hanno generate. L'incremento, pari a 642.620 migliaia di euro, si riferisce essenzialmente agli accantonamenti sul risultato del periodo, nonché al consolidamento del Gruppo Delmi.

B1 – 3) Fondo TFR e fondi benefici a dipendenti

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Fondo TFR e fondi benefici dipendenti	161.140	(3.762)	36.928	194.306

Al 30 settembre 2005 tale posta risulta pari a 194.306 migliaia di euro (161.140 migliaia di euro al 31 dicembre 2004); il decremento del periodo pari a 3.762 migliaia di euro è dovuto alla differenza tra gli accantonamenti e gli utilizzi effettuati nei primi nove mesi dell'esercizio compensato dal consolidamento del Gruppo Delmi per 36.928 migliaia di euro.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale di tali fondi sono le seguenti:

migliaia di euro	2005	2004
Tasso di attualizzazione	4,5%	4,5%
Tasso di incremento del costo del lavoro	3,0%	3,0%

B1 – 4) Fondi spese e rischi

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Fondi spese e rischi	82.137	16.357	476.046	574.540

Al 30 settembre 2005 la consistenza di tali fondi è pari a 574.540 migliaia di euro (82.137 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e si riferisce:

- per 56.646 migliaia di euro (33.460 migliaia di euro al 31 dicembre 2004), agli accantonamenti effettuati in relazione sia al rischio connesso al contenzioso in atto con alcuni enti locali in relazione ad imposte locali, sia al rischio connesso al contenzioso aperto con Istituti Previdenziali;
- per 15.100 migliaia di euro, invariato rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, all'accantonamento effettuato a copertura del rischio derivante dal reintegro della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 20/04 relativa alle tariffe di vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato;
- per 26.748 migliaia di euro (33.577 migliaia di euro al 31 dicembre 2004), ad accantonamenti per cause in corso con il personale o con terzi e a passività potenziali inerenti l'attività operativa; l'incremento è da attribuirsi a nuovi contenziosi relativi all'attività operativa;
- per 476.046 migliaia di euro al consolidamento dei fondi rischi del Gruppo Delmi.

Si segnala che l'accantonamento pari a 8.990 migliaia di euro effettuato nello scorso esercizio dalla controllata AEM Elettricità S.p.A., quale stima dell'onere derivante da interventi perequativi sui costi di distribuzione, è stato riclassificato a debiti verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico, e si prevede che verrà liquidato entro l'esercizio 2005.

In riferimento alla procedura di infrazione comunitaria, si rimanda al paragrafo "Altre informazioni".

Commento alle voci di bilancio consolidato

B1 – 5) Altre passività non correnti

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Altre passività non correnti	89.387	3.654	122.073	215.114

Al 30 settembre 2005 ammontano a 215.114 migliaia di euro (89.387 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) 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 122.073 migliaia di euro, riferiti principalmente ai debiti correlati alle opzioni *put* relative all'acquisto del 10% di Edipower.

B2) Passività correnti

B2 – 1) Debiti commerciali e altri debiti

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Acconti	74.747		(9.025)	10.949	76.671
Debiti verso fornitori	461.987	(244)	(97.057)	464.759	829.445
Debiti commerciali verso parti correlate	8.431		(18)	6.175	14.588
Debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale	13.531		(4.116)	6.037	15.452
Altri debiti	53.364		7.689	116.277	177.330
Totale	612.060	(244)	(102.527)	604.197	1.113.486

I debiti commerciali e gli altri debiti risultano pari a 1.113.486 migliaia di euro (612.060 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e presentano un incremento pari a 501.426 migliaia di euro derivante da fattori di segno opposto quali:

- il decremento per 9.025 migliaia di euro degli acconti da clienti dovuto a fattori di segno opposto: da un lato il deconsolidamento della società Zincar S.r.l. che, al 31 dicembre 2004 presentava un saldo pari a 5.610 migliaia di euro, il decremento di acconti da clienti principalmente delle società AEM Trading S.r.l., Plurigas S.p.A. e AEM Energia S.p.A. per 3.118 migliaia di euro ed il decremento degli acconti versati dal Comune di Milano per 4.664 migliaia di euro, dall'altra l'aumento dei depositi versati dai clienti in particolare delle società Metroweb S.p.A. e AEM Gas S.p.A. per 4.367 migliaia di euro;

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

- il decremento per 97.301 migliaia di euro dell'esposizione debitoria verso i fornitori;
- il decremento per 18 migliaia di euro dei debiti verso parti correlate;
- il decremento per 4.116 migliaia di euro dei debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale;
- l'incremento per 7.689 migliaia di euro degli altri debiti;
- l'incremento pari a 604.197 migliaia di euro dei debiti commerciali e altri debiti derivanti dal consolidamento del Gruppo Delmi.

B2 – 2) Debiti per imposte

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Debiti per imposte	17.939	86.890	34.456	139.285

I debiti tributari ammontano a 139.285 migliaia di euro (17.939 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e presentano un incremento pari a 121.346 migliaia di euro dovuto principalmente all'aumento dei debiti verso il Ministero del Tesoro e gli enti locali per la regolarizzazione delle imposte sui consumi di energia elettrica e gas, ai maggiori debiti verso l'Erario per IVA, ai maggiori debiti verso l'Erario per le imposte sul reddito del periodo, nonché al consolidamento dei debiti tributari del Gruppo Delmi.

I debiti tributari sono complessivamente liquidabili entro l'esercizio successivo.

B2 – 3) Finanziamenti a breve termine

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Obbligazioni non convertibili	–	–	–	–	–
Obbligazioni convertibili	–	–	–	–	–
Debiti verso soci per finanziamenti	–	–	–	–	–
Debiti verso banche	353.241	(17)	467.107	270.764	1.091.095
Debiti verso altri finanziatori	42.349	–	21.828	56.014	120.191
Strumenti derivati	–	12.449	9.567	6.066	28.082
Debiti per leasing finanziario	–	–	–	4.091	4.091
Debiti rappresentati da titoli di credito	–	–	–	–	–
Debiti finanziari verso parti correlate	76.817	–	6.558	2.401	85.776
Totale	472.407	12.432	505.060	339.336	1.329.235

Commento alle voci di bilancio consolidato

I finanziamenti a breve termine risultano pari a 1.329.235 migliaia di euro (472.407 migliaia di euro al 31 dicembre 2004) e presentano un incremento pari a 856.828 migliaia di euro relativo:

- per 467.090 migliaia di euro, all'incremento dei debiti verso banche a breve termine dovuto all'utilizzo di linee *revolving* a breve termine, in relazione all'aumento del capitale di Delmi S.p.A. legato all'operazione Edison;
- per 21.828 migliaia di euro, all'aumento dei debiti verso altri finanziatori che si riferiscono alla quota scadente entro l'esercizio successivo del finanziamento ottenuto dalla Cassa Depositi e Prestiti dalla controllata AEM Elettricità S.p.A., in relazione all'acquisizione del ramo d'azienda da Enel Distribuzione S.p.A.;
- per 22.016 migliaia di euro, all'ammontare degli strumenti derivati, di cui per 12.449 migliaia di euro, a seguito dell'adozione dello IAS 39 in data 1° gennaio 2005, e per 9.567 migliaia di euro all'incremento del valore nel periodo in esame, dovuto alla valutazione dei derivati a copertura della variabilità dei prezzi delle *commodity* della società Plurigas S.p.A., nonché alla valutazione a *fair value* dei derivati stipulati per l'anno in corso sui contratti differenziali con l'Acquirente Unico S.p.A. e dei derivati sul rischio tassi sul debito verso la Cassa Depositi e Prestiti;
- per 6.558 migliaia di euro, a debiti finanziari verso parti correlati inerenti il saldo del conto corrente che regola i rapporti finanziari tra AEM S.p.A. e il Comune di Milano;
- per 339.336 migliaia di euro, al consolidamento delle poste finanziarie a breve del Gruppo Delmi.

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

B2 – 5) Altre passività

migliaia di euro	Valore al 31.12.2004	Variaz. IAS 01.01.2005	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valore al 30.09.2005
Passività di competenza di esercizi futuri	40.824	495	21.259	3.402	65.980

Ammontano, al 30 settembre 2005, a 65.980 migliaia di euro e si riferiscono essenzialmente a prestazioni già fatturate ma di competenza di periodi futuri. Il consolidamento del Gruppo Delmi ha comportato un incremento pari a 3.402 migliaia di euro.

C) PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI ALLE ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

migliaia di euro	Valori al 31.12.2004	Variazioni del periodo	Consolid. Gruppo Delmi	Valori al 30.09.2005
Passività dirette associate alle attività destinate alla vendita			183.824	183.824

Risultano pari a 183.824 migliaia di euro e si riferiscono al consolidamento del Gruppo Delmi che comprende le passività direttamente associabili alle attività del Gruppo Edison destinate alla vendita ed in particolare riferite alla cessione della società Tecnimont S.p.A..

Garanzie e impegni con terzi

Garanzie ricevute

L'entità delle cauzioni depositate dalle imprese appaltatrici e delle polizze fidejussorie a garanzia della perfetta 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 257.296 migliaia di euro (216.312 migliaia di euro nell'esercizio precedente).

Garanzie prestate

Ammontano a 3.240.061 migliaia di euro (360.419 migliaia di euro al 31 dicembre 2004), di cui 2.631.500 migliaia di euro relative al consolidamento del Gruppo Delmi, e si riferiscono ai depositi cauzionali costituiti a garanzia degli obblighi assunti nei confronti di terzi e alle fidejussioni rilasciate.

Con riferimento alla partecipazione detenuta in Edipower S.p.A., tali garanzie comprendono:

- per 35.000 migliaia di euro, l'impegno a versare capitale e/o prestito subordinato da parte del Gruppo a garanzia del ri-finanziamento di Edipower S.p.A.. Si segnala inoltre che, nell'ambito del ri-finanziamento di Edipower S.p.A., il Gruppo ha rilasciato a favore della società una garanzia, pari a 140.000 migliaia di euro, a copertura dei *cost overrun, defects liability and performance* che potrebbero eventualmente essere sostenuti da Edipower S.p.A. nel corso del piano di *repowering*, e una garanzia pari a 440.000 migliaia di euro per le obbligazioni contratte da AEM Trading S.r.l. e da Edison Trading S.p.A. nell'ambito del contratto di *tolling* stipulato con la società stessa;

Commento alle voci di bilancio consolidato

- per 717.268 migliaia di euro il pegno sulle azioni Edipower S.p.A..

Le altre garanzie rilasciate dal Gruppo Edison si riferiscono principalmente:

- ai committenti di Tecnimont S.p.A. e Protecma S.r.l., società in corso di dismissione, per contratti di fornitura sottoscritti;
- a favore dell'Agazia 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;
- a favore di istituti di credito per Project Financing, finanziamenti e fidi concessi a società del Gruppo Edison;
- a garanzia di finanziamenti erogati con iscrizione di ipoteche e privilegi su impianti termoelettrici.

Il Gruppo ha stipulato contratti pluriennali con enti terzi per l'acquisto di gas naturale.

2. Conto economico

A partire dal settembre 2005 anche i dati di conto economico sotto riportati comprendono l'effetto del consolidamento della società Delmi S.p.A e Transalpina di Energia S.r.l., che hanno iniziato la loro attività nel terzo trimestre dell'esercizio 2005. I dati di conto economico risultano comunque omogenei con i dati del medesimo periodo dell'esercizio precedente in quanto le variazioni derivanti dal consolidamento delle società sopraindicate è da ritenere di scarsa significatività nell'analisi degli scostamenti delle poste del conto economico consolidato. Di conseguenza, contrariamente al commento dello stato patrimoniale, non si ritiene di porre in evidenza il contributo delle due società.

1) Ricavi

I ricavi dei primi nove mesi dell'esercizio 2005 risultano pari a 1.449.708 migliaia di euro, in crescita del 10,5% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. Di seguito si riporta il dettaglio delle componenti di ricavo più significative:

- i ricavi di vendita ammontano a 1.244.726 migliaia di euro (1.123.604 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e sono relativi:
 - per 278.983 migliaia di euro (271.875 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per l'attività di vendita di energia elettrica a clienti vincolati allacciati alla rete di AEM Elettricità S.p.A.. Nel periodo in esame, sono stati venduti al mercato vincolato 3.553,5 milioni di kWh (-4,3% rispetto al 30 settembre 2004). L'incremento dei ricavi (7.108 migliaia di euro rispetto al 30 settembre 2004) è dovuto principalmente alla crescita delle tariffe di vendita che hanno incorporato la dinamica inflazionistica delle materie prime energetiche sui mercati internazionali;
 - per 549.123 migliaia di euro (433.495 migliaia di euro nel medesimo periodo del precedente esercizio), a ricavi per cessione di energia elettrica da parte delle controllate AEM Energia S.p.A. e AEM Trading S.r.l. ai clienti idonei finali, grossisti e a operatori istituzionali (Acquirente Unico S.p.A., GRTN S.p.A.), anche mediante vendite sui mercati IPEX (*Italian Power Exchange*). Tali ricavi risultano dalla commercializzazione di 7.486 milioni di kWh, in aumento rispetto alle vendite registrate nel medesimo periodo dell'esercizio 2004 (6.577 milioni di kWh);
 - per 108.083 migliaia di euro (119.484 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per l'attività di distribuzione, trasporto e misura di energia elettrica ai clienti allacciati alla rete di AEM Elettricità S.p.A.; tale ammontare è esposto al netto dei ricavi stimati come eccedenti il vincolo V1, come definito dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e della stima dell'onere di perequazione dei costi di distribuzione. Nel periodo in esame, sono

Commento alle voci di bilancio consolidato

- stati distribuiti ai clienti finali 5.599,7 milioni di kWh (+2,7% rispetto al 30 settembre 2004). Il decremento dei ricavi (-11.401 migliaia di euro rispetto al 30 settembre 2004) è dovuto all'aggiornamento per il 2005 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (deliberazione AEEG n. 135/04), e alla contabilizzazione degli oneri di perequazione generale relativi ai costi di distribuzione e trasporto dell'energia elettrica. Tali oneri, a seguito della definizione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei meccanismi di calcolo, sono stati iscritti tra i ricavi mentre nel 2004 erano stati contabilizzati come accantonamenti;
- per 265.439 migliaia di euro (253.391 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per vendite di gas metano. Le vendite di gas operate dalle controllate AEM Energia S.p.A., Serenissima Energia S.r.l. e AEM Trading S.r.l. sono risultate pari a 729,6 milioni di metri cubi (-1,7%);
 - per 6.449 migliaia di euro (6.295 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per distribuzione di gas metano a *shippers* terzi;
 - per 20.781 migliaia di euro (19.114 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per cessione di calore ad utenti derivanti dalla vendita di 256 milioni di kWh termici (235 milioni di kWh termici al 30 settembre 2004);
 - per 15.999 migliaia di euro (19.950 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per vendite di combustibili che riguardano essenzialmente la cessione di carbone ad altri soci industriali di Edipower S.p.A.;
 - per -131 migliaia di euro, a oneri da coperture su derivati operativi inerenti le vendite di gas.
- i ricavi per prestazioni di servizi per conto clienti e terzi risultano pari a 109.709 migliaia di euro (145.029 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e sono relativi:
 - per 90.981 migliaia di euro (123.272 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per prestazioni per conto terzi che si riferiscono a:
 - rimborsi da parte di ASM Brescia S.p.A. (9.184 migliaia di euro) degli oneri relativi alla produzione termoelettrica della centrale di Cassano, comprensivi della quota di competenza dei costi di gestione e delle spese per investimenti;
 - ricavi relativi al corrispettivo per il trasporto di energia riconosciuto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. alla controllata AEM Trasmissione S.p.A. (9.887 migliaia di euro);
 - ricavi connessi all'affitto della fibra ottica da parte della controllata Metroweb S.p.A. (29.334 migliaia di euro);
 - ricavi relativi a prestazioni di servizio connesse alle attività di gestione calore e a servizi di *facility management* svolte da AEM Calore & Servizi S.p.A. (33.695 migliaia di euro);

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

- ricavi per prestazioni a favore della clientela diffusa allacciata alle reti di proprietà delle società del Gruppo (2.563 migliaia di euro);
 - ricavi per prestazioni diverse (6.318 migliaia di euro).
- per 17.866 migliaia di euro (21.133 migliaia di euro al 30 settembre 2004), a ricavi per prestazioni al Comune di Milano relativi essenzialmente alla gestione e alla realizzazione degli impianti di illuminazione pubblica e della rete semaforica;
- per 862 migliaia di euro (624 migliaia di euro al 30 settembre 2004) per prestazioni a società collegate.

Il decremento, pari a 35.320 migliaia di euro rispetto al 30 settembre 2004, è dovuto principalmente a minori ricavi da ASM Brescia S.p.A., che da settembre 2004 provvede direttamente ad approvvigionarsi del gas naturale necessario alla quota di produzione di energia elettrica della centrale di Cassano d'Adda di propria competenza, a minori ricavi per prestazioni di servizi erogati dalle controllate Metroweb S.p.A. e AEM Calore & Servizi S.p.A., nonché a minori ricavi per prestazioni al Comune di Milano, in parte compensati dalle maggiori prestazioni di servizi erogati dalla controllata AEM Trasmissione S.p.A.;

- gli altri ricavi operativi ammontano a 95.273 migliaia di euro (43.448 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e sono così composti:
 - per 12.738 migliaia di euro (14.700 migliaia di euro al 30 settembre 2004), da contributi di allacciamento;
 - per 660 migliaia di euro (500 migliaia di euro al 30 settembre 2004), da affitti a società collegate;
 - per 940 migliaia di euro (1.686 migliaia di euro al 30 settembre 2004), dall'eccedenza di alcuni fondi rischi specifici;
 - per 26.705 migliaia di euro dai premi riscossi sui contratti differenziali per le vendite di energia elettrica stipulati da AEM Trading S.r.l. con l'Acquirente Unico;
 - per -20.001 migliaia di euro da oneri sui contratti differenziali per le vendite di energia elettrica riconosciuti all'Acquirente Unico da AEM Trading S.r.l. comprensivi della valutazione negativa del *fair value* al 30 settembre 2005;
 - per 74.231 migliaia di euro (26.562 migliaia di euro al 30 settembre 2004), da proventi diversi essenzialmente relativi a: sopravvenienze attive per differenze di stanziamenti di esercizi precedenti; rimborsi per danni e penalità riconosciuti da utenti, da enti assicurativi e da privati; vendita di apparecchi e materiali. L'incremento che si registra rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente è dovuto ai maggiori ricavi realizzati dalla collegata Edipower S.p.A., a maggiori sopravvenienze attive riguardanti principal-

mente il conguaglio della rendita idroelettrica relativa all'anno 2001 determinato a seguito della pubblicazione da parte dell'AEEG della deliberazione n. 73/05 (18.598 migliaia di euro), a rettifiche di stanziamenti pari a 5.304 migliaia di euro relative alla definitiva consuntivazione dei rapporti commerciali con l'Acquirente Unico di competenza di esercizi precedenti, nonché alla contabilizzazione dei conguagli tariffari, pari a 7.838 migliaia di euro, relativi ai consumi degli anni 2001, 2002 e 2003, fatturati ai clienti finali a seguito della definizione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di nuovi livelli tariffari con effetto retroattivo, ad esito di un lungo iter giudiziario.

2) Altri proventi operativi

Ammontano a 6.642 migliaia di euro e si riferiscono alla plusvalenza realizzata dalla controllata AEM Calore & Servizi S.p.A., a seguito della cessione del ramo di azienda relativo al settore "Area Nazionale" a favore della Società Cofathec Servizi S.p.A., avvenuta il 1° aprile 2005.

3) Costi operativi

I costi operativi al 30 settembre 2005 risultano pari a 972.808 migliaia di euro, in crescita, rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, del 20,5%. Di seguito si riporta il dettaglio delle principali componenti:

- le spese per acquisti di materie prime, materiali e merci ammontano a 719.098 migliaia di euro (571.455 migliaia di euro al 30 settembre 2004). La significativa crescita (+147.643 migliaia di euro rispetto al 30 settembre 2004) è spiegata prevalentemente dall'incremento degli acquisti di energia elettrica per la vendita e dalla crescita dei costi unitari di acquisto, correlati alla dinamica dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali. In particolare:
 - i costi per acquisti di energia elettrica presentano un incremento pari a 133.064 migliaia di euro, rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, dovuto a dinamiche di segno opposto: da un lato gli acquisti da Acquirente Unico S.p.A. per 3.788,2 milioni di kWh resisi necessari a seguito dell'obbligo, in vigore dal 1° aprile 2004, di approvvigionamento da tale società dell'intero fabbisogno di energia elettrica a copertura della domanda dei clienti vincolati allacciati alla rete di AEM Elettricità S.p.A. (precedentemente, una parte rilevante di tale domanda era coperta da produzione del

Gruppo AEM), nonché dagli acquisti di energia elettrica sui mercati IPEX, pari a 1.164,5 milioni di kWh, da parte della controllata AEM Trading S.r.l. a partire dall'esercizio in esame; dall'altra, i minori acquisti da imprese terze per la copertura della domanda dei clienti idonei finali e grossisti (pari a 312,8 milioni di kWh, contro 947,9 milioni di kWh nei primi nove mesi dell'esercizio 2004);

- i costi per acquisti di combustibili presentano un incremento pari a 24.931 migliaia di euro dovuto principalmente alla crescita dei costi delle materie prime in parte compensato da minori consumi a seguito degli interventi di manutenzione effettuati nel periodo e di indisponibilità non programmata degli impianti, nonché per effetto di una maggiore modulazione della produzione in funzione dei profili di prezzo espressi dal mercato. In tale voce sono compresi acquisti di carbone per 14.130 migliaia di euro per conto dei soci industriali di Edipower S.p.A.;
- la variazione delle rimanenze di combustibili che presenta un saldo negativo pari a 42.189 migliaia di euro (–24.355 migliaia di euro al 30 settembre 2004) quale saldo derivante sia dall'aumento delle giacenze finali della controllata AEM Trading S.r.l., sia dall'aumento degli stoccaggi di gas naturale della società Plurigas S.p.A., il cui valore è recepito proporzionalmente alla quota azionaria detenuta da AEM S.p.A. (40%);
- costi per acquisti di materiali, compresa la variazione delle rimanenze, per 11.676 migliaia di euro al netto degli oneri capitalizzati relativi agli investimenti realizzati, e presentano un decremento, rispetto al 30 settembre 2004, pari al 17,2% dovuto essenzialmente a minori costi per acquisti sostenuti per il normale svolgimento delle attività di manutenzione e per lavori per conto terzi;
- proventi da coperture sui derivati operativi per –10.912 migliaia di euro riferiti agli acquisti di combustibili effettuati da AEM Trading S.r.l., AEM Energia S.p.A. e Plurigas S.p.A.;
- oneri da coperture sui derivati operativi per 20.816 migliaia di euro che riguardano principalmente gli oneri su strumenti di copertura riferiti alla valutazione al "*fair value hedge*" dei derivati a copertura della variabilità dei prezzi del magazzino *commodity* effettuata dalla società Plurigas S.p.A.;
- i costi per servizi risultano pari a 184.802 migliaia di euro, sostanzialmente invariati rispetto al 30 settembre 2004 (+1,4%), e riguardano:
 - gli oneri per l'utilizzo di infrastrutture elettriche e gas e gli oneri di dispacciamento e regolazione dell'energia elettrica sostenuti da AEM Energia S.p.A., AEM Elettricità S.p.A., Plurigas S.p.A. e Edipower S.p.A. pari complessivamente a 61.732 migliaia di euro (65.481 migliaia di euro al 30 settembre 2004);

Commento alle voci di bilancio consolidato

- costi per appalti e lavori, al netto degli oneri capitalizzati, pari a 49.071 migliaia di euro (52.199 migliaia di euro al 30 settembre 2004) che si riferiscono sia ad attività svolte per conto di clienti e terzi, sia ad attività di manutenzione e riparazione di beni aziendali;
- gli altri costi per servizi che si attestano a 64.303 migliaia di euro (55.917 migliaia di euro al 30 settembre 2004);
- le prestazioni da società collegate, al netto delle capitalizzazioni, per 9.696 migliaia di euro (+13,2% rispetto al 30 settembre 2004);
- le variazioni di scorte di prodotti finiti e dei lavori in corso su ordinazione presentano al 30 settembre 2005 un saldo positivo di 318 migliaia di euro, in riduzione di 1.971 migliaia di euro rispetto alla fine del corrispondente periodo dell'anno precedente, a seguito principalmente del deconsolidamento della società Zincar S.r.l.;
- gli altri costi operativi risultano al 30 settembre 2005 pari a 68.591 migliaia di euro (51.307 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e sono così composti:
 - costi per godimento di beni di terzi che ammontano a 9.566 migliaia di euro (6.653 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono principalmente ai canoni per le convenzioni per la gestione dei servizi gas e teleriscaldamento nel territorio del Comune di Milano e di alcuni Comuni limitrofi, ai canoni di noleggio di automezzi, agli affitti passivi e ai canoni per licenze d'uso di software applicativi;
 - imposte, tasse e canoni di derivazione d'acqua per 26.675 migliaia di euro (28.449 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono essenzialmente all'onere a carico della controllata AEM Trading S.r.l. relativo ai diritti pagati sull'energia elettrica importata dall'estero, ai canoni di derivazione d'acqua nonché agli oneri relativi all'ICI a carico del Gruppo;
 - per 30.253 migliaia di euro (16.205 migliaia di euro al 30 settembre 2004), altri oneri di gestione relativi essenzialmente all'acquisto, effettuato dalla controllata AEM Trading S.r.l., di Certificati Verdi, ad oneri per quote associative corrisposte alle principali associazioni di categoria e a sopravvenienze passive ed insussistenze attive;
 - proventi da coperture sui derivati operativi per -1.141 migliaia di euro inerenti il contratto di copertura riferito al corrispettivo per la capacità di trasporto stipulato da AEM Trading S.r.l. con il GRTN;
 - oneri da coperture sui derivati operativi per 3.238 migliaia di euro inerenti il contratto di copertura per la capacità di trasporto stipulato da AEM Trading S.r.l. con il GRTN e comprensivi della valutazione a *fair value* al 30 settembre 2005;

4) Costi per il personale

Al 30 settembre 2005 il costo del lavoro, al netto degli oneri capitalizzati, è risultato complessivamente pari a 110.875 migliaia di euro (108.888 migliaia di euro al 30 settembre 2004). L'incremento del costo del lavoro è da imputare principalmente all'aumento delle retribuzioni a seguito dei rinnovi dei contratti collettivi di lavoro avvenuti successivamente rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente.

La tabella seguente espone il numero medio dei dipendenti di AEM S.p.A. e delle società consolidate integralmente, ripartito per qualifica e contratto:

	2005					Totale
	Dirig.	Elettricità	Gas	Metal- meccanico	Com- mercio	
Dirigenti	44	–	–	–	–	44
Quadri	–	86	40	3	8	137
Impiegati	–	1.052	549	29	113	1.743
Operai	–	510	302	–	46	858
Totale	44	1.648	891	32	167	2.782

	2004					Totali
	Dirig.	Elettricità	Gas	Metal- meccanico	Com- mercio	
Dirigenti	47	–	–	–	–	47
Quadri	–	91	36	2	15	144
Impiegati	–	1.068	554	41	111	1.774
Operai	–	530	313	4	102	949
Totale	47	1.689	903	47	228	2.914

5) Risultato operativo lordo

Alla luce delle dinamiche sopra delineate, il risultato operativo lordo consolidato al 30 settembre 2005, pari a 372.667 migliaia di euro (395.982 migliaia di euro al 30 settembre 2004), risulta in flessione del 5,9% su base annua.

6) Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Tale voce è pari a 147.272 migliaia di euro (119.042 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e risulta composta:

- dagli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali, per 5.247 migliaia di euro (5.753 migliaia di euro al 30 settembre 2004), riferiti alla quota a carico del periodo delle spese sostenute per l'acquisto di software applicativi a titolo di licenza d'uso a tempo determinato e indeterminato, dei costi relativi alle concessioni per la distribuzione del gas in alcuni comuni limitrofi alla città di Milano, dei costi relativi alle concessioni di attraversamento della fibra ottica, delle spese sostenute per la trasformazione a metano delle centrali termiche comunali e degli impianti di riscaldamento di proprietà dei clienti;
- dagli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali, per 106.029 migliaia di euro (95.891 migliaia di euro al 30 settembre 2004), di cui 10.394 migliaia di euro (8.025 migliaia di euro al 30 settembre 2004) riferiti agli ammortamenti di beni gratuitamente devolvibili.

Tali ammortamenti sono calcolati sulla base di aliquote tecnico-economiche ritenute rappresentative delle residue possibilità di utilizzazione delle immobilizzazioni materiali. I beni gratuitamente devolvibili (opere idroelettriche) sono ammortizzati sulla base della durata della concessione, ipotizzando un rinnovo per ulteriori trent'anni;

- dalle svalutazioni di immobilizzazioni materiali, per 4.553 migliaia di euro, che riguardano componenti di impianto delle centrali di Cassano, Grosio e Fraele, nonché di alcune ricevitrice e sottostazioni, a causa della loro obsolescenza e per effetto di scelte impiantistiche sulla rete di distribuzione in media tensione, ma non ancora dismessi nel periodo in esame;
- dalla svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante, per 4.771 migliaia di euro (1.832 migliaia di euro al 30 settembre 2004), al fine di rettificare i crediti verso clienti al loro presumibile valore di realizzo;
- dagli accantonamenti per rischi, per 26.672 migliaia di euro (15.566 migliaia di euro al 30 settembre 2004), riferiti principalmente agli stanziamenti effettuati dalla controllante AEM S.p.A. e dalle Società del Gruppo per passività potenziali nei confronti di Istituti Previdenziali ed enti locali, nonché ad accantonamenti effettuati dalle società Edipower S.p.A. e Plurigas S.p.A. relativi a rischi connessi alla propria operatività.

7) Risultato operativo netto

A seguito delle dinamiche sopra esposte, il risultato operativo netto risulta pari a 225.395 migliaia di euro (276.939 migliaia di euro al 30 settembre 2004).

14) Gestione finanziaria

La gestione finanziaria presenta un saldo positivo pari a 5.458 migliaia di euro (-45.384 migliaia di euro al 30 settembre 2004). In particolare:

- i proventi/oneri per la rivalutazione di attività finanziarie presentano un saldo positivo pari a 400 migliaia di euro (+2.779 migliaia di euro al 30 settembre 2004);
- i proventi su derivati sono pari a 2.246 migliaia di euro (6.106 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono principalmente all'effetto positivo del *fair value* del derivato sul rischio di tasso del bond per 24.248 migliaia di euro, rettificato dagli oneri già sostenuti per 7.255 migliaia di euro. Il *fair value* del bond ha generato oneri per 14.800 migliaia di euro;
- gli oneri su derivati ammontano a 1.466 migliaia di euro (4.578 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono al *fair value* del derivato sul prestito concesso dalla Cassa Depositi e Prestiti a carico della società controllante AEM S.p.A., pari a 909 migliaia di euro, nonché agli oneri sui contratti di copertura finanziaria stipulati dalla società Edipower S.p.A. per 557 migliaia di euro;
- le plusvalenze da alienazione di attività finanziarie al 30 settembre 2005 risultano pari a 50.273 migliaia di euro (271 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono alla plusvalenza realizzata dall'alienazione delle partecipazioni nelle società Fastweb S.p.A. e Zincar S.r.l.;
- gli oneri finanziari ammontano complessivamente a 59.273 migliaia di euro (56.019 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono principalmente agli interessi sul prestito obbligazionario, nonché agli interessi, di competenza del periodo, relativi all'esposizione debitoria del Gruppo verso istituti di credito e verso la Cassa Depositi e Prestiti per il finanziamento erogato in occasione dell'acquisto del ramo d'azienda di ENEL Distribuzione S.p.A.;
- i proventi da attività finanziarie risultano complessivamente pari a 13.278 migliaia di euro (6.055 migliaia di euro al 30 settembre 2004) riguardano principalmente proventi finanziari derivanti da attività correnti riferiti in particolare a interessi su depositi bancari, nonché proventi da dividendi distribuiti dalle società partecipate.

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

Al 30 settembre 2005 tale posta risulta positiva per 742 migliaia di euro (+81 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e riguarda le rivalutazioni delle partecipazioni nelle società Ecodeco S.r.l. (868 migliaia di euro) e Zincar S.r.l. (112 migliaia

di euro) in parte compensate dal minor valore attribuito alle collegate Malpensa Energia S.r.l. (187 migliaia di euro) e Società Servizi Valdisotto S.p.A. (50 migliaia di euro), valutate secondo il metodo del patrimonio netto.

16) Plusvalenze/minusvalenze derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali

Al 30 settembre 2005 presentano un saldo negativo pari a 1.471 migliaia di euro (+9.647 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono a minusvalenze da dismissioni di cespiti principalmente relative alla società AEM Elettricità S.p.A..

20) Oneri/proventi per imposte sui redditi

Al 30 settembre 2005 ammontano a 62.200 migliaia di euro (77.477 migliaia di euro al 30 settembre 2004) e risultano così composte:

- per 56.441 migliaia di euro, imposte correnti del periodo;
- per -30.513 migliaia di euro, imposte differite attive a rettifica dei valori sopra riportati;
- per 36.272 migliaia di euro, imposte differite passive.

25) Utile netto del periodo di pertinenza del gruppo

L'utile consolidato di Gruppo, al netto delle imposte e delle quote di competenza di terzi per -1.307 migliaia di euro (-359 migliaia di euro al 30 settembre 2004), risulta pari a 166.618 migliaia di euro (163.448 migliaia di euro al 30 settembre 2004).

A

llegati alla nota di commento ai prospetti contabili

1 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni materiali

Immobilizzazioni materiali in migliaia di euro	Valore residuo 31.12.2004	
Opere non devolvibili		
Terreni	25.885	
Totale terreni	25.885	
Fabbricati	239.404	
Totale fabbricati	239.404	
Impianti e macchinario		
Impianti di produzione	797.560	
Linee di trasporto	39.684	
Stazioni di trasformazione	48.208	
Reti di distribuzione	1.208.960	
Totale impianti e macchinario	2.094.412	
Attrezzature industriali e commerciali		
Attrezzature diverse	4.908	
Telefoni cellulari		
Totale attrezzature industriali e commerciali	4.908	
Altri beni		
Mobili ed arredi	1.293	
Macchine per ufficio elettriche ed elettroniche	11.827	
Mezzi di trasporto	300	
Beni strumentali con valore fino a 516 euro		
Totale altri beni	13.420	
Immobilizzazioni in corso ed acconti		
Fabbricati	8.265	
Impianti di produzione	182.331	
Linee di trasporto		
Stazioni di trasformazione	284	
Reti di distribuzione	5.600	
Attrezzature diverse	35	
Altri beni		
Acconti	9.441	
Totale immobilizzazioni in corso ed acconti	205.956	
Totale opere non devolvibili	2.583.985	
Opere devolvibili		
Impianti e macchinari	400.494	
Opere devolvibili in corso	24.529	
Totale opere devolvibili	425.023	
Migliorie su beni in locazione	2.711	
Totale migliorie su beni in locazione	2.711	
Beni acquistati in leasing	44.033	
Totale beni acquistati in leasing	44.033	
Totale generale	3.055.752	

Allegati alla nota di commento ai prospetti contabili

	Variazioni del periodo									Valore residuo 30.09.2005
	Acquisizioni	Variazioni di categoria	Altre variazioni	Riclassificazioni	Smobilizzi	Ammortamenti	Svalutazioni	Consolidamento Gruppo Delmi	Totale variazioni del periodo	
	3	3		10.683				68.462	79.151	105.036
	3	3		10.683				68.462	79.151	105.036
	586	7.178		(10.642)	(21)	(9.032)	(126)	376.626	364.570	603.974
	586	7.178		(10.642)	(21)	(9.032)	(126)	376.626	364.570	603.974
	5.745	12.825			(2.012)	(38.226)	(43)	2.710.148	2.688.437	3.485.997
	710	112				(1.847)			(1.025)	38.659
	600	397				(1.189)	(4.332)		(4.524)	43.684
	41.746	4.357		219	(6.985)	(39.623)	(52)		(338)	1.208.620
	48.801	17.691		219	(8.997)	(80.885)	(4.427)	2.710.148	2.682.550	4.776.960
	631			(309)	(33)	(1.894)		8.639	7.033	11.941
	6					(6)				
	637			(309)	(33)	(1.900)		8.639	7.033	11.941
	215					(192)			23	1.316
	1.680			15	(2)	(1.483)		8.254	8.464	20.291
					(7)	(38)			(45)	255
	167					(167)				
	2.062			15	(9)	(1.880)		8.254	8.442	21.862
	2.950	(7.145)			(86)				(4.281)	3.984
	59.155	(12.884)		(32)	(481)			702.810	748.568	930.899
	772	(112)							660	660
	468	(397)							71	355
	4.519	(4.357)							162	5.762
			(35)						(35)	
	514								514	514
	485								485	9.926
	68.863	(24.895)	(35)	(32)	(567)			702.810	746.144	952.100
	120.951	(23)	(35)	(66)	(9.627)	(93.697)	(4.553)	3.874.939	3.887.889	6.471.872
	311	154		(11)		(10.394)		348.751	338.811	739.305
	10.691	(131)							10.560	35.089
	11.002	23		(11)		(10.394)		348.751	349.371	774.394
	650			77	(8)	(868)			(149)	2.562
	650			77	(8)	(868)			(149)	2.562
						(1.070)		86.683	85.613	129.646
						(1.070)		86.683	85.613	129.646
	132.603	-	(35)	-	(9.635)	(106.029)	(4.553)	4.310.373	4.322.724	7.378.476

2 - Prospetto delle variazioni dei conti delle immobilizzazioni immateriali

Immobilizzazioni materiali in migliaia di euro	Valore residuo 31.12.2004	
Diritti di brevetto industriale e ut.op.dell'ingegno	11.475	
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	11.937	
Avviamento	126.394	
Immobilizzazioni in corso	3.274	
Altre immobilizzazioni immateriali	3.933	
Totale immobilizzazioni immateriali	157.013	

Allegati alla nota di commento ai prospetti contabili

	Variazioni del periodo							Valore residuo 30.09.2005
	Variazioni IAS 01.01.2005	Acquisizioni	Variazioni di categoria	Altre Variazioni	Ammortamenti del periodo	Consolidamento Gruppo Delmi	Totale variazioni del periodo	
		573	5.506	207	(2.672)	132	3.746	15.221
		416	237	(97)	(1.104)	171.552	171.004	182.941
				38.398	(1.057)	1.876.298	1.913.639	2.040.033
		3.944	(5.743)	(131)		3.175	1.245	4.519
	(2.027)	1			(414)	9.849	7.409	11.342
	(2.027)	4.934	-	38.377	(5.247)	2.061.006	2.097.043	2.254.056

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 (*)	
Area di consolidamento				
Metroweb S.p.A.	Milano	Euro	20.180	
Aem Elettricità S.p.A.	Milano	Euro	520.000	
Aem Gas S.p.A.	Milano	Euro	572.000	
Aem Trasmissione S.p.A.	Milano	Euro	76.597	
Aem Energia S.p.A.	Milano	Euro	104	
Aem Service S.r.l.	Milano	Euro	12.405	
Aem Trading S.r.l.	Milano	Euro	99	
Serenissima Gas S.p.A.	Milano	Euro	1.082	
AEM Calore & Servizi S.p.A.	Milano	Euro	1.800	
Serenissima Energia S.r.l.	Milano	Euro	100	
Delmi S.p.A.	Milano	Euro	1.176.120	
Plurigas S.p.A.	Milano	Euro	800	
Edipower S.p.A.	Milano	Euro	1.441.300	
Transalpina di Energia S.r.l. (già G-FICOMPTA S.r.l.) (*)	Milano	Euro	2.592.010	
Partecipazioni in imprese collegate				
Mestni Plinovodi d.o.o.	Capodistria (Slovenia)	Euro	15.964	
Malpensa Energia S.r.l.	Segrate (Mi)	Euro	5.200	
Società Servizi Valdisotto S.p.A.	Valdisotto (So)	Euro	5.837	
e-utile S.p.A.	Milano	Euro	482	
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. (†)	Rimini	Euro	900	
Ecodeco S.r.l.	Milano	Euro	7.468	
Consolidamento Gruppo Delmi				
Totale partecipazioni in imprese collegate				
Partecipazioni in altre imprese				
Atel Aare - Tessin AG fur Elektrizitat	Olten (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.	Milano	Euro	477	
Serenissima Energia S.r.l.	Milano	Euro	100	
CO.GE.R. 2004 S.p.A. (‡)	Sant'Antimo (NA)	Euro	150	
CESI S.p.A. (†)	Milano	Euro	8.550	
Consolidamento Gruppo Delmi				
Totale partecipazioni in altre imprese				

(*) I valori delle società 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. (già G-FICOMPTA 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) Edison 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.

Allegati alla nota di commento ai prospetti contabili

	% di partecipazione consolidata di Gruppo al 30.09.2005	Quote possedute		Valore di carico al 30.09.2005 Euro	Criterio di valutazione
		%	Azionista		
	100,00%	100,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	99,99%	99,99%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	99,99%	99,99%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	99,99%	99,99%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	99,99%	99,99%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	79,4% (1)	71,44%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	100,00%	100,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	79,4% (2)	71,44%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	51,00%	51,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento integrale
	40,00%	40,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento Proporzionale
	20,00% (3)	16,00%	AEM S.p.A.		Consolidamento Proporzionale
	50,00%	50,00%	Delmi S.p.A.		Consolidamento Proporzionale
		41,11%	AEM S.p.A.	6.581	Patrimonio netto
		49,00%	AEM S.p.A.	3.986	Patrimonio netto
		35,76%	AEM S.p.A.	2.576	Patrimonio netto
		49,00%	AEM S.p.A.	860	Patrimonio netto
		37,00%	AEM S.p.A.	198	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.	32.177	Patrimonio netto
				28.052	Patrimonio netto
				74.683	
		5,76%	AEM S.p.A.	219.116	Fair value
		17,49%	AEM S.p.A.	17.439	Fair value
		1,46%	AEM S.p.A.	15.151	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.	14	Fair value
		10,00%	Serenissima Gas S.p.A.	24	Fair value
		5,00%	AEM Calore & Servizi S.p.A.	2	Fair value
		7,00%	Edipower S.p.A.	271	Fair value
				39.781	Fair value
				293.686	



ffetti della transazione agli IAS/IFRS sulla situazione
al 30 settembre 2004

Prospetto di riconciliazione del Patrimonio Netto

	Nota	Patrimonio netto 30.09.2004 Gruppo e terzi
PATRIMONIO NETTO ITALIAN GAAP 30.09.2004		1.488.466.822
Immobilizzazioni materiali e relativi fondi ammortamento	1	(17.850.757)
Eliminazione immobilizzazioni immateriali	2	(6.975.620)
Avviamento	3	(11.998.098)
Debiti per opzioni acquisto quota 4% Edipower S.p.A.	4	(8.201.006)
Benefici ai dipendenti	5	(32.465.288)
Valore partecipazioni in collegate valutate a equity con applicazione IAS	6	17.447.252
Variazione utile di terzi	7	382.817
Azioni proprie	8	(29.237.452)
Altre rettifiche	9	2.581.223
Impatto derivante dal consolidamento di Edipower S.p.A.	10	840.882
Effetti fiscali delle rettifiche	11	11.956.280
Imposte del periodo	12	(70.363.902)
PATRIMONIO NETTO IAS/ IFRS 30.09.2004		1.344.583.153

Note di commento al prospetto di riconciliazione del patrimonio netto conseguente l'adozione dei principi contabili IAS/IFRS al 30 settembre 2004

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 pertinenti, 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 30 settembre 2004 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 17.851 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 6.976 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 que-

Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)

st'ultima. Operazioni di questo tipo sono trattate dai Principi Contabili Internazionali nella bozza di recente pubblicazione dell'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 30 settembre 2004 dell'eliminazione dell'avviamento al netto delle relative quote di ammortamento comporta una riduzione del patrimonio netto di 11.998 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 30 settembre 2004 l'impatto sul patrimonio netto ha comportato una diminuzione di 8.201 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 30 settembre 2004 una riduzione del patrimonio netto di 32.465 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 30 settembre 2004 ha determinato una variazione positiva per 17.447 migliaia di euro. La variazione è essenzialmente determinata dalla rivalutazione della partecipazione in Fastweb S.p.A. (ex e-Biscom S.p.A.) per 17.544 migliaia di euro che in base ai nuovi principi contabili internazionali non può essere considerata come società collegata e di conseguenza valutata secondo il metodo del patrimonio netto, in quanto la percentuale di possesso è inferiore alla quota del 20% del capitale sociale della società che in base agli IAS/IFRS rappresenta la quota minima di possesso per considerare come collegata una società.

Nota 7) Variazione utile di terzi

La variazione per 383 migliaia di euro è attribuibile alla rideterminazione dell'utile delle società controllate dopo le rettifiche apportate in base ai principi contabili internazionali.

Nota 8) Azioni proprie

Al 30 settembre 2004 si è provveduto alla riclassificazione per 29.237 migliaia di euro delle azioni proprie portandole a riduzione delle voci di patrimonio netto.

Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)

Nota 9) Altre rettifiche

Le altre rettifiche determinano un effetto positivo per 2.581 migliaia di euro a seguito principalmente degli effetti del disinquinamento fiscale anticipato, in fase di prima adozione al 1° gennaio 2004.

Nota 10) Impatto derivante dal consolidamento proporzionale di Edipower S.p.A.

Il consolidamento proporzionale della società Edipower S.p.A. ha determinato un impatto positivo per 841 migliaia di euro al 30 settembre 2004.

Nota 11) 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, mentre le variazioni al 30 settembre 2004 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 11.956 migliaia di euro al 30 settembre 2004.

Nota 12) Imposte del periodo

Nella situazione trimestrale al 30 settembre 2004 redatta 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 70.364 migliaia di euro.

Prospetto di riconciliazione di Conto Economico

Nota	Principi contabili italiani 30.09.2004	Rettifiche Riclassificazioni IAS 30.09.2004	Quota Edipower 30.09.2004	Elisioni 30.09.2004	IAS/IFRS 30.09.2004	
	RICAVI					
1)	RICAVI DI VENDITA E PRESTAZIONI DI SERVIZI	1.263.565.307	(355.875)	110.083.915	(96.660.221)	1.276.633.126
2)	ALTRI RICAVI OPERATIVI	40.218.323	(5.327.417)	556.876		35.447.782
	TOTALE RICAVI	1.303.783.630	(5.683.292)	110.640.791	(96.660.221)	1.312.080.908
	COSTI OPERATIVI					
3)	COSTI PER MATERIE PRIME E DI CONSUMO	569.880.500		15.060.390	(13.486.139)	571.454.751
	COSTI PER SERVIZI E ALTRI COSTI OPERATIVI	300.202.851	(8.080.566)	24.520.201	(83.174.083)	233.468.403
	VARIAZIONE NELLE SCORTE DI PRODOTTI FINITI E LAVORI IN CORSO	2.288.519				2.288.519
	TOTALE COSTI OPERATIVI	872.371.870	(8.080.566)	39.580.591	(96.660.222)	807.211.673
4)	COSTI PER IL PERSONALE	89.033.329	5.741.772	14.112.421		108.887.522
	RISULTATO OPERATIVO LORDO	342.378.431	(3.344.498)	56.947.779		395.981.713
5)	SVALUTAZIONI, AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI	98.966.904	(15.062.075)	35.137.634		119.042.463
	RISULTATO OPERATIVO NETTO	243.411.527	11.717.577	21.810.145		276.939.250
6)	GESTIONE FINANZIARIA	(24.411.878)	(3.418.864)	(17.553.341)		(45.384.083)
7)	QUOTA DEI PROVENTI E DEGLI ONERI DERIVANTI DALLA VALUTAZIONE SECONDO IL PATRIMONIO NETTO DELLE PARTECIPAZIONI	(17.552.795)	17.633.909			81.114
8)	PLUSVALENZE (MINUSVALENZE) DERIVANTI DALLA DISMISSIONE DI IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI		9.655.936	(8.453)		9.647.483
9)	GESTIONE STRAORDINARIA	9.770.570	(9.770.570)			
	UTILE (PERDITA) AL LORDO DELLE IMPOSTE	211.217.424	25.817.988	4.248.351		241.283.764
10)	ONERI (PROVENTI) PER IMPOSTE SUI REDDITI UTILE (PERDITA) DI ATTIVITA' OPERATIVE IN ESERCIZIO		74.069.103	3.407.469		77.476.572
	AL NETTO DELLE IMPOSTE	211.217.424	(48.251.114)	840.882		163.807.192
	UTILE (PERDITA) DA ATTIVITA' OPERATIVE CESSATE					
	UTILE (PERDITA) NETTO	211.217.424	(48.251.114)	840.882		163.807.192
11)	UTILE (PERDITA) DI PERTINENZA DI TERZI	(742.041)	382.817			(359.224)
	UTILE (PERDITA) DEL GRUPPO	210.475.383	(47.868.297)	840.882		163.447.968

Note di commento alle principali rettifiche e riclassificazioni IAS/IFRS apportate alle voci del conto economico consolidato al 30 settembre 2004 del Gruppo AEM.

Per le principali rettifiche operate alle singole voci del conto economico consolidato al 30 settembre 2004, vengono qui di seguito fornite brevi note di commento.

Rettifiche alle voci del Conto economico consolidato 2004 del Gruppo AEM

1) Ricavi da vendita e prestazioni di servizi

La riduzione ammonta a 356 migliaia di euro e riguarda la riclassificazione 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 5.327 migliaia di euro ha riguardato la riclassificazione dalla voce "ricavi di vendita e prestazioni di servizi" dei contributi di allacciamento rettificati dalla quota che, secondo gli IAS/IFRS, deve essere portata in diminuzione degli impianti realizzati.

3) Costi per servizi e altri costi operativi

La riduzione per 8.081 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 per che hanno determinato un incremento per 5.742 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 15.062 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 negativa per 3.419 migliaia di euro e riguarda principalmente la rilevazione degli oneri finanziari maturati al 30 settembre 2004 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 17.634 migliaia di euro riguarda essenzialmente l'eliminazione della svalutazione (per 17.545 migliaia di euro) della partecipazione in Fastweb che secondo gli IAS/IFRS non può essere considerata società collegata poiché la quota di possesso al 30 settembre 2004 era inferiore al 20% del capitale sociale della partecipata.

Le altre variazioni sono legate alle valutazioni a patrimonio netto delle altre società collegate del Gruppo.

8) Plusvalenze (minusvalenze) derivanti dalla dismissione di immobilizzazioni materiali

La variazione positiva per 9.656 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.

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 riduzione per 9.771 migliaia di euro.

Transizione ai principi contabili internazionali (IFRS)

10) Oneri (proventi) per imposte sui redditi

Nella situazione trimestrale al 30 settembre 2004, 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 74.069 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) di terzi

La variazione per 383 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 841 migliaia di euro.

*A*nalisi dei principali settori di attività

Risultati per settore di attività

3° trim. 2005		3° trim. 2004		milioni di euro		30.09.2005	30.09.2004	Variazioni 05/04	% 05/04
Produzione									
50,1	68,7	Ricavi				246,5	236,9	9,6	4,1%
(1,3)	11,7	Costi operativi				71,1	72,2	(1,1)	(1,5%)
8,8	8,9	Costo del lavoro				26,4	26,8	(0,4)	(1,5%)
42,7	48,1	Risultato operativo lordo				149,0	138,0	11,0	8,0%
18,9	19,9	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni				57,7	50,9	6,8	13,4%
23,8	28,2	Risultato operativo netto				91,3	87,1	4,2	4,8%
		Capitale immobilizzato netto (**)				1.567,0	1.556,7	10,3	0,7%
22,3	35,0	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali				73,3	91,1	(17,8)	(19,5%)
		Numero dipendenti a fine periodo (*)				380	394	(14)	(3,6%)
Reti									
178,2	174,2	Ricavi				580,8	588,3	(7,5)	(1,3%)
128,2	122,2	Costi operativi				382,3	380,7	1,6	0,4%
13,4	13,1	Costo del lavoro				42,0	41,1	0,9	2,2%
36,6	39,0	Risultato operativo lordo				156,5	166,5	(10,0)	(6,0%)
20,8	22,0	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni				72,9	66,3	6,6	10,0%
15,7	17,0	Risultato operativo netto				83,7	100,1	(16,4)	(16,4%)
		Capitale immobilizzato netto (**)				1.955,1	1.972,0	(16,9)	(0,9%)
22,5	19,4	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali				55,7	52,9	2,8	5,3%
		Numero dipendenti a fine periodo				1.393	1.468	(75)	(5,1%)
Mercato									
333,0	305,1	Ricavi				1.402,9	1.315,4	87,5	6,7%
321,0	289,8	Costi operativi				1.305,0	1.197,1	107,9	9,0%
3,8	5,0	Costo del lavoro				14,0	15,6	(1,6)	(10,3%)
8,2	10,3	Risultato operativo lordo				83,9	102,6	(18,7)	(18,2%)
0,8	1,2	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni				4,9	4,7	0,2	4,3%
7,4	9,0	Risultato operativo netto				79,0	98,0	(19,0)	(19,4%)
		Capitale immobilizzato netto (**)				24,0	26,1	(2,1)	(8,0%)
0,4	1,1	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali				0,6	1,6	(1,0)	(62,5%)
		Numero dipendenti a fine periodo (*)				290	396	(106)	(26,8%)

Risultati per settore attività

3° trim. 2005	3° trim. 2004	milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004	Variazioni 05/04	% 05/04
Servizi						
21,0	22,6	Ricavi	181,1	132,3	48,8	36,9%
18,2	18,6	Costi operativi	53,4	60,4	(7,0)	(11,6%)
9,3	7,7	Costo del lavoro	28,5	25,4	3,1	12,2%
(6,5)	(3,7)	Risultato operativo lordo	99,2	46,5	52,7	113,3%
3,5	3,2	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	25,5	8,3	17,2	207,2%
(10,0)	(6,9)	Risultato operativo netto	73,8	38,2	35,6	93,2%
		Capitale immobilizzato netto (**)	2.946,9	2.261,3	685,6	30,3%
2,9	3,8	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali	8,7	26,1	(17,4)	(66,7%)
		Numero dipendenti a fine periodo	671	625	46	7,4%
Gruppo Delmi						
0,0	0,0	Ricavi	0,0	0,0	0,0	n.s
0,1	0,0	Costi operativi	0,1	0,0	0,1	n.s
0,0	0,0	Costo del lavoro	0,0	0,0	0,0	n.s
(0,1)	0,0	Risultato operativo lordo	(0,1)	0,0	(0,1)	n.s
0,0	0,0	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	0,0	0,0	0,0	n.s
(0,1)	0,0	Risultato operativo netto	(0,1)	0,0	(0,1)	n.s
		Capitale immobilizzato netto (**)	5.637,4	0,0	5.637,4	n.s
0,0	0,0	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali	0,0	0,0	0,0	n.s
		Numero dipendenti a fine periodo (*)	0	0	0	n.s
Rettifiche ed Elisioni						
(185,5)	(191,3)	Ricavi	(955,0)	(960,8)		
(185,0)	(191,7)	Costi operativi	(839,1)	(903,2)		
0,0	0,0	Costo del lavoro	0,0	0,0		
(0,4)	0,4	Risultato operativo lordo	(116,0)	(57,6)		
(2,5)	(3,5)	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(13,7)	(11,2)		
2,1	3,9	Risultato operativo netto	(102,3)	(46,5)		
		Capitale immobilizzato netto (**)	(3.222,1)	(2.486,4)		
(0,4)	0,4	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali	(0,8)	(0,6)		

Risultati per settore attività

3° trim. 2005	3° trim. 2004	milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004	Variazioni 05/04	% 05/04
Totale Gruppo AEM						
396,9	379,3	Ricavi	1.456,4	1.312,1	144,3	11,0%
281,1	250,6	Costi operativi	972,8	807,2	165,6	20,5%
35,3	34,6	Costo del lavoro	110,9	108,9	2,0	1,8%
80,5	94,1	Risultato operativo lordo	372,7	396,0	(23,3)	(5,9%)
41,5	42,8	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	147,3	119,0	28,3	23,8%
39,0	51,3	Risultato operativo netto	225,4	277,0	(51,6)	(18,6%)
		Capitale immobilizzato netto (**)	8.908,4	3.329,8	5.578,6	167,5%
47,7	59,8	Investimenti lordi in immobilizzazioni materiali e immateriali	137,5	171,0	(33,5)	(19,6%)
		Numero dipendenti a fine periodo (*)	2.734	2.883	(149)	(5,2%)

(*) Tale valore non comprende i dipendenti appartenenti alle società consolidate proporzionalmente.

(**) I valori al 30 settembre 2005 sono confrontanti con i valori al 31 dicembre 2004.

Nota: I dati per area geografica non vengono forniti perché non rispondono ai requisiti richiesti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS.

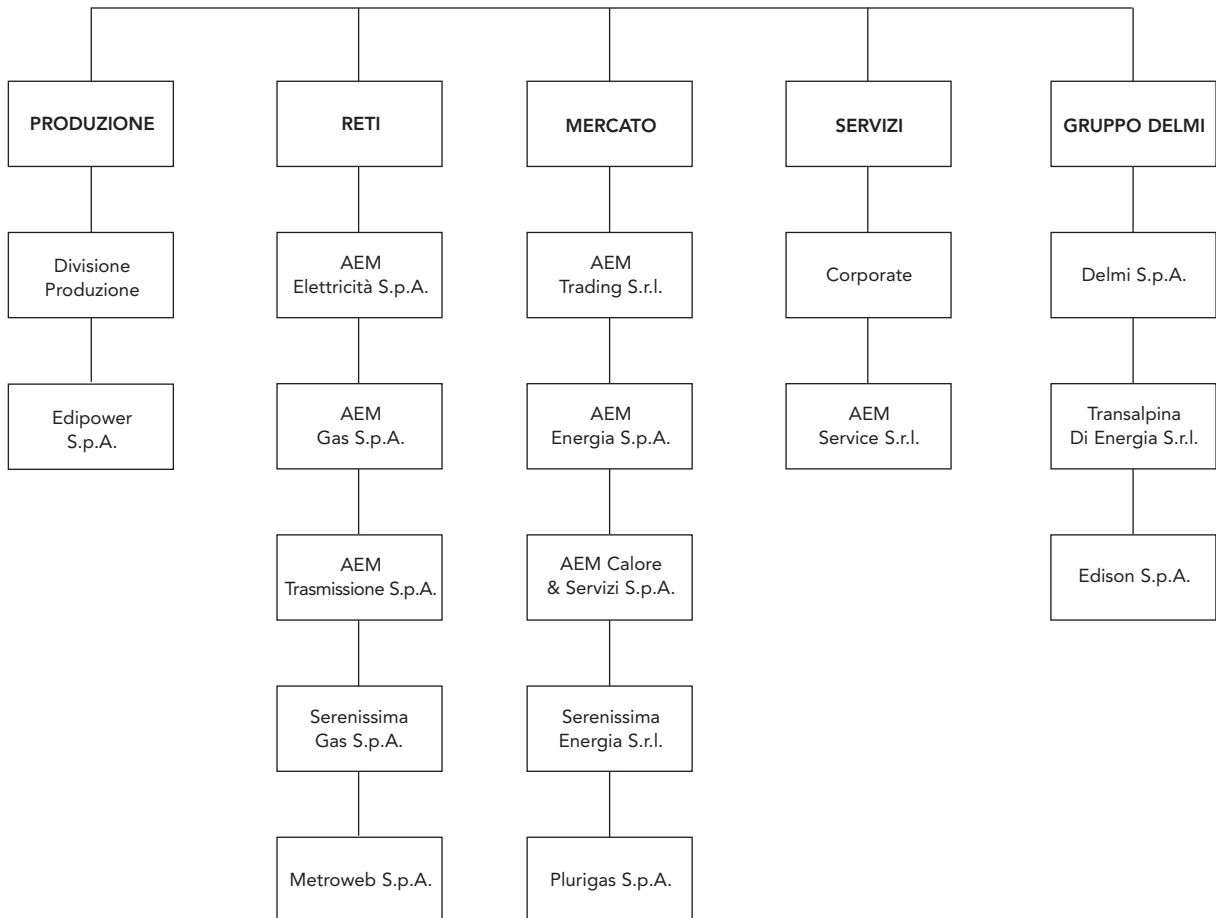
Bilancio energia

3° trim. 2005	3° trim. 2004		30.09.2005	30.09.2004	Variazioni 05/04	% 05/04
Fonti (milioni di kWh)						
1.932,5	2.184,3	Produzione netta	6.096,1	7.110,0	(1.013,9)	(14,3%)
579,0	364,5	– Termoelettrica netta	1.767,1	2.045,1	(278,0)	(13,6%)
15,8	8,2	– Cogenerazione	68,7	55,6	13,2	23,7%
368,8	487,0	– Idroelettrica netta	1.077,6	1.253,5	(175,9)	(14,0%)
968,9	1.324,6	– Produzione da impianti Edipower S.p.A.	3.182,7	3.755,8	(573,1)	(15,3%)
1.188,1	1.296,8	– Acquisto da Acquirente Unico	3.788,2	2.572,8	1.215,5	47,2%
661,1	0,0	Acquisto in Borsa	1.164,4		1.164,4	-
104,6	335,7	Acquisto energia da altri produttori	312,8	947,9	(635,1)	(67,0%)
3.886,3	3.816,7	Totale Fonti	11.361,5	10.630,6	730,9	6,9%
USI (milioni di kWh)						
1.115,3 (**)	1.207,3 (**)	Vendite a clienti vincolati	3.553,5 (**)	3.712,4 (**)	(158,9)	(4,3%)
1.210,0	672,8	Vendite in Borsa	3.013,0	1.329,8	1.683,2	126,6%
1.457,4	1.821,9	Vendite a clienti idonei finali e grossisti	4.472,9	5.247,2	(774,3)	(14,8%)
103,6	114,7	Perdite e autoconsumi	322,1	341,2	(19,1)	(5,6%)
3.886,3	3.816,7	Totale Usi	11.361,5	10.630,6	730,9	6,9%
Attività di distribuzione						
1.855,2	1.836,8	Totale energia elettrica distribuita (milioni di kWh)	5.599,7	5.454,2	145,5	2,7%
71,9	71,0	Totale gas metano distribuito (milioni di metri cubi)	849,4	842,4	7,0	0,8%
Vendita di gas metano e calore						
68,2 (**)	65,2 (**)	Vendita di gas metano (milioni di metri cubi)	744,4 (**)	752,3 (**)	(7,9)	(1,1%)
10,9 (*)	7,9 (*)	Vendita di calore (milioni di kWh)	256,0 (*)	235,0 (*)	21,0	8,9%

(*) Valore al netto del calore ceduto a clienti nell'ambito dei contratti di gestione calore.

(**) Include le vendite a società del Gruppo quando clienti finali.

Principali settori di attività



Electricità

La richiesta di energia elettrica in Italia nel corso dei primi tre trimestri del 2005 è cresciuta dell' 1,1% rispetto allo stesso periodo del 2004, ed è risultata pari a 244 TWh. La copertura del carico è stata garantita da produzione nazionale per l'86,2% e da importazioni per il restante 13,8%.

La dinamica della domanda ha evidenziato tassi di crescita positivi per ciascun mese del periodo. La crescita è risultata piuttosto significativa nei mesi di giugno (+3,4%), maggio (+2,9%), luglio (+2%), aprile e gennaio (+1,5%), più contenuta nei mesi di febbraio (+0,5%), marzo (+0,4%) ed agosto (+0,1%), nulla nel mese di settembre (+0%).

La produzione elettrica nazionale è stata garantita per l'83% da fonti termoelettriche, per il 14,6% da fonte idroelettrica e, per il rimanente 2,4%, da energia geotermoelettrica ed eolica. Rispetto ai primi tre trimestri dello scorso anno, risulta in flessione la produzione da fonte idroelettrica (-15%), mentre risulta in crescita la produzione da fonte termoelettrica (+1,5%). La produzione nazionale è risultata in flessione (-1,3%) a fronte di un incremento del saldo estero del 14%.

Gas

I consumi di gas naturale nei primi nove mesi del 2005 hanno raggiunto i 60,60 miliardi di metri cubi, in crescita del 5,1% rispetto allo stesso periodo del 2004.

Produzione di energia elettrica

Il Gruppo AEM è attivo nella produzione di energia elettrica attraverso l'Area Produzione - unità organizzativa di AEM S.p.A., società capogruppo proprietaria delle centrali di generazione elettrica - e attraverso la partecipata Edipower S.p.A, consolidata proporzionalmente al 20%.

La gestione tecnica degli impianti termoelettrici e idroelettrici viene svolta rispettivamente dall'Area Produzione e dalla società Edipower S.p.A.. L'attività di dispacciamento economico è invece delegata alla controllata AEM Trading S.r.l. che ha sottoscritto con entrambe le società proprietarie delle centrali appositi contratti che regolano economicamente e giuridicamente i rispettivi ruoli e responsabilità. A seguito di tale contrattualizzazione, l'Area Produzione di AEM S.p.A. e la società Edipower S.p.A si sono assunte 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 all'acquisto di combustibili per la produzione termoelettrica e alla vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta.

Quadro normativo e tariffario

Rendita idroelettrica

Con la legge n. 83 del 17 aprile 2003, recante "Disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico", è stata eliminata la tassazione sulla rendita idroelettrica a partire dal 1° gennaio 2002. L'Autorità, a seguito dell'abolizione del "Conto Onere Termico" presso la Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, con le deliberazioni n. 231/00 e n. 232/00 (quest'ultima abrogata e contestualmente incorporata nella deliberazione n. 228/01), aveva, infatti, stabilito le modalità per la determinazione della maggiorazione dei corrispettivi di accesso ed uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000 e per gli anni dal 2001 al 2006.

Per quanto concerne la rendita corrisposta nell'anno 2001, AEM S.p.A. ed altri produttori idroelettrici hanno impugnato i provvedimenti n. 231/00 e n. 232/00 prima dinanzi al TAR Lombardia (che ha rigettato la richiesta di annullamento per motivi formali) e poi successivamente con ricorso al Consiglio di Stato il quale, a sua volta, ha respinto l'istanza.

Tuttavia, per effetto dell'emanazione da parte dell'Autorità della deliberazione n. 73/05 (che ha definito il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso sul mercato libero nel 2001) è stato possibile calcolare il valore a conguaglio a favore del Gruppo AEM della rendita versata a titolo di acconto in tale anno, recuperando complessivamente 18,6 milioni di euro.

Costi non recuperabili

Con deliberazione n. 163/05 l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di copertura dei costi non recuperabili nel settore dell'energia elettrica, ai sensi del decreto del Ministro delle Attività produttive di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze 22 giugno 2005.

La norma, in considerazione dell'esigenza di contenere gli oneri di sistema che gravano su prezzi e tariffe dell'energia elettrica, prevedendone il rimborso progressivo su archi temporali lunghi (anche a fronte di costi elevati delle materie prime) dispone che l'Autorità riformi il sistema di copertura per il rimborso di tali costi, individuando a tale fine una componente tariffaria basata su parametri tecnici rappresentativi dei punti di interconnessione alle reti, e non sul consumo dell'energia elettrica. Per il periodo antecedente l'entrata in vigore del nuovo sistema di copertura, il decreto prevede che l'Autorità adotti inoltre i provvedimenti necessari affinché, a valere sul Conto A6 della CCSE (per la reintegrazione alle imprese di tali costi), importi pari alla quota del gettito derivante dal prelievo effettuato dell'energia elettrica importata da Paesi nel mercato interno non siano utilizzati per la reintegrazione degli oneri ma destinati al potenziamento della rete di interconnessione con i Paesi confinanti, al fine di incrementare la capacità di importazione da tali Paesi.

Adempimento agli obblighi di cui all'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (energia elettrica da fonti rinnovabili)

Con deliberazione n. 101/05, l'Autorità ha sancito il diritto al rimborso degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto all'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, limitatamente all'energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili e destinata ai clienti del mercato vincolato nell'anno 2002. Tale articolo prevede infatti per i soggetti che in ciascun anno importano o producono energia da fonti non rinnovabili l'obbligo, per l'anno successivo, di immettere nel sistema nazionale una quota di energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili o di acquistare i diritti (certificati verdi) relativi a tale quota da altri produttori.

La Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ha riconosciuto alla società AEM Trading S.r.l. un onere complessivo, determinato dall'Autorità, pari a 2.052.762,00 euro.

Disciplina tariffaria trasporto gas: provvedimenti di rilievo per gli impianti di produzione

Con deliberazione n. 5/05 l'Autorità ha integrato la deliberazione n. 144/04, che aveva modificato la disciplina tariffaria del trasporto di gas, di cui alla deliberazio-

ne n. 120/01, per quanto concerne i corrispettivi a carico degli impianti termoelettrici, disponendo la riduzione dei corrispettivi unitari di capacità nel caso di:

- avviamento di nuovi punti di riconsegna;
- potenziamento della capacità di punti di riconsegna che alimentano impianti per la produzione di energia elettrica direttamente connessi alla rete di trasporto.

Remunerazione della capacità produttiva

Ai sensi del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, recante disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica, con il Titolo IV dell'Allegato A alla deliberazione n. 48/04 l'Autorità ha definito un regime transitorio, con decorrenza 1° marzo 2004, riguardante il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva a garanzia dell'adeguatezza della stessa. Tale regime dovrà cessare alla data di entrata in operatività del regime definitivo, elaborato dal Gestore della Rete di trasmissione nazionale sulla base di criteri e condizioni di indirizzo impartiti dall'Autorità.

Tale sistema transitorio prevede il riconoscimento ai soggetti che rendono disponibili le risorse di capacità produttiva secondo le modalità definite dal Gestore della Rete di uno specifico corrispettivo incentivante, composto:

- in una prima parte, da una remunerazione costante su base mensile, corrisposta ai produttori a condizione che questi effettivamente adempiano all'impegno assunto di rendere disponibile nei giorni di alta e media criticità le risorse produttive;
- in una seconda parte, da una remunerazione integrativa dei ricavi conseguiti dal singolo produttore nei mercati borsistici (escluso il mercato per il servizio di dispacciamento) qualora tali ricavi, su base annua, risultino inferiori ad un livello di riferimento convenzionalmente fissato pari a quello che il medesimo produttore avrebbe conseguito, a parità di produzione, nel regime amministrato.

Alla fine di marzo 2005 l'Autorità ha aperto una consultazione, non ancora conclusa, in merito a criteri e condizioni da segnalare al Gestore della Rete al fine della sostituzione delle misure transitorie di *capacity payment* attualmente vigenti.

I criteri proposti configurano una variante dei dispositivi di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva comunemente denominati *capacity obligation* (contrattualizzazione, attraverso meccanismi concorrenziali, di impianti che si impegnano a rendere disponibile un livello di capacità produttiva necessario a coprire il carico di punta, più un adeguato margine di riserva), e prevedono in particolare che:

- un unico soggetto (il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) contrattualizzi la disponibilità di capacità produttiva per il sistema, interfacciandosi con i soggetti venditori, che possono essere i titolari degli impianti di produzione o gli utenti

del dispacciamento in prelievo. Questi ultimi offrono infatti un servizio analogo alla riserva di capacità rendendosi disponibili a subire interruzioni di carico;

- la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva dipenda dal valore dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso (non è fissata amministrativamente, modalità che comporterebbe numerosi problemi già riscontrati nell'esperienza internazionale in materia);
- la durata temporale dell'impegno assunto dai produttori selezionati sarà più lunga rispetto alle durate medie tipiche delle altre esperienze internazionali.

Con deliberazione n. 140/05 l'Autorità ha esteso a tutto il 2005 la validità del sistema transitorio per la remunerazione della capacità produttiva disponibile, data l'impossibilità di definire con certezza il momento di entrata in vigore del regime definitivo di cui al decreto legislativo n. 379/03.

Il meccanismo di remunerazione della capacità disponibile rimarrà analogo nella struttura a quello operativo nel 2004, e così la ripartizione del gettito disponibile per la remunerazione tra il corrispettivo di cui all'art. 35 (*Specifico corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva*) e quello di cui all'art. 36 (*Ulteriore corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva*).

Viene invece rivista la modalità di quantificazione del valore unitario del corrispettivo di cui all'art. 35 del provvedimento che sarà commisurato alla capacità produttiva di tutte le unità di produzione ammissibili ai fini del dispacciamento, e non solo di quelle ammesse.

Dal momento che nel 2004 il gettito disponibile ha superato i costi sostenuti dal GRTN per la remunerazione della capacità disponibile, l'Autorità ha infine disposto di utilizzare i 33,2 milioni di euro residui per il finanziamento dell'ulteriore corrispettivo, di cui all'art. 36 del provvedimento, per il 2005.

Ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03, e al comma 41 della legge 239/04

Il 29 dicembre 2003 è stato emanato il Decreto Legislativo 387/2003 (*Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*), che prevede, tra l'altro, un incremento annuale dello 0,35% a valere sulle immissioni da fonte non rinnovabile del 2004 e fino al 2006, della quota di energia elettrica da fonte rinnovabile (Certificati Verdi) che, nell'anno successivo, i soggetti importatori o produttori da fonte convenzionale devono obbligatoriamente immettere nel sistema elettrico nazionale.

Tale decreto prevede inoltre: (i) una semplificazione delle procedure di autorizzazione per la realizzazione degli impianti a fonte rinnovabile; (ii) la non cumulatività, per la medesima produzione, tra il diritto all'ottenimento di Certificati Verdi e il diritto

to ai titoli di efficienza energetica; (iii) la possibilità, per i soggetti che importano energia da Stati membri dell'Unione Europea, di chiedere l'esenzione dall'obbligo di acquisto dei Certificati Verdi relativamente alla quota importata prodotta da fonti rinnovabili; (iv) il ritiro da parte del gestore della rete alla quale l'impianto è collegato, su richiesta del produttore, dell'energia prodotta da impianti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA e da fonti rinnovabili non programmabili di qualsiasi taglia, ad eccezione di quella ceduta al GRTN nell'ambito delle convenzioni di "cessione dedicata" (sarà cura dell'Autorità determinare le modalità e le condizioni economiche di ritiro di tale energia facendo riferimento a criteri di mercato).

Anche l'energia prodotta da fonti non rinnovabili, dopo la scadenza delle convenzioni di cessione destinata, dovrà essere destinata al mercato, con esclusione di quella proveniente da impianti di potenza fino a 10 MVA e delle eccedenze da fonti assimilate.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, si segnala inoltre che il comma 41 della legge n. 239/04 (Legge Marzano) prevede che l'Autorità determini le modalità per il ritiro dell'energia prodotta da impianti di potenza inferiore a 10 MVA e delle eccedenze da fonti assimilate.

In data 20 ottobre 2004 l'Autorità ha, pertanto, avviato una consultazione in merito alla determinazione delle modalità di ritiro dell'energia di cui al d.lgs n. 387/03 e al comma 41 della legge n. 239/04 di "riordino del settore energetico". Il relativo procedimento si è concluso con l'emanazione della deliberazione n. 34/05, che:

- descrive le modalità per la presentazione, da parte del produttore al gestore della rete cui l'impianto è collegato, dell'istanza di ritiro dell'energia prodotta, che obbliga il gestore a procedere al ritiro della stessa;
- dispone che se il gestore di rete alla quale l'impianto è collegato è un'impresa distributrice, il controvalore dell'energia ritirata venga scomputato dagli acquisti di energia elettrica effettuati dall'impresa distributrice medesima presso l'Acquirente;
- quantifica i corrispettivi a carico del produttore per il riconoscimento, al gestore di rete soggetto all'obbligo di ritiro, dei costi amministrativi e gestionali sostenuti.

Tali corrispettivi sono costituiti da:

- una componente fissa per ciascun impianto;
- una componente variabile, proporzionale al controvalore dell'energia ritirata.

Dal momento che alcuni operatori hanno rilevato che per volumi di energia consistenti la componente del corrispettivo proporzionale all'energia ritirata comporta oneri eccessivi rispetto ai costi amministrativi dei gestori di rete, con deliberazione n. 49/05 l'Autorità ha successivamente posto un limite massimo alla componente variabile del corrispettivo annuo, pari a 3.500 euro.

Con Decreto Map del 20 aprile 2005, ed ai soli fini del Decreto Legislativo n. 387/03, il 30 giugno è entrato a regime il mercato elettrico: risultano pertanto da tale termine applicabili le disposizioni contenute nella deliberazione n. 34/05.

Altre forme di cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

Il ritiro dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03, e al comma 41 della legge 239/04, e la vendita della stessa sul mercato dell'energia, costituiscono due formule alternative per la cessione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Una terza modalità di cessione è costituita dallo scambio sul posto tra l'energia elettrica immessa nella rete di distribuzione alla quale è allacciato l'impianto, e l'energia elettrica dalla stessa prelevata.

L'Autorità aveva regolato con deliberazione n. 224/00 tale forma di cessione, limitatamente agli impianti fotovoltaici di potenza non superiore ai 20 kW.

Ai sensi del disposto dell'art. 7 del decreto n. 387/03, nel mese di luglio ha però avviato una consultazione finalizzata all'adozione di un provvedimento per l'estensione della disciplina relativa allo scambio sul posto agli impianti alimentati da altre fonti rinnovabili, di potenza comunque non superiore a 20 kW.

Incentivo tariffario in conto energia per gli impianti fotovoltaici

Il decreto del Ministero delle Attività Produttive del 28 luglio 2005 (*Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*) ha istituito un riconoscimento in conto energia all'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di potenza compresa tra 1 e 1000 kW, al fine di incentivarne l'installazione.

Con deliberazione n. 188/05, in attuazione del disposto dell'art. 6 del decreto, l'Autorità ha individuato nel Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale il soggetto responsabile per l'erogazione delle tariffe, e ha definito le modalità di copertura (attraverso la componente tariffaria A3) delle risorse per l'erogazione delle stesse.

Per gli impianti di potenza non superiore ai 20 kW condizione necessaria per l'accesso all'incentivo è la richiesta dello scambio sul posto dell'energia elettrica.

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 sottoponga all'Autorità, per l'approvazione, uno *schema di regole per il dispacciamento*.

Con deliberazione n. 253/04, l'Autorità aveva approvato a fine dell'anno scorso tale schema (divenuto pertanto efficace a partire dal 1° gennaio 2005), riservandosi la possibilità di ulteriori approfondimenti sul testo.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Fanno seguito a tali approfondimenti alcune modifiche alle regole, che l'Autorità ha imposto al Gestore di adottare con deliberazione n. 36/05.

Contestualmente, la deliberazione approva la proposta di modifica all'allegato DS.3 delle regole per il dispacciamento, per l'introduzione di una ulteriore zona ("frontiera meridionale") nel mercato rilevante, presentata dal Gestore ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 223/04 (che adottava disposizioni per il 2005 in materia di gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione).

Con deliberazione n. 137/05 l'Autorità ha approvato gli schemi di contratto per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per punti di immissione e di prelievo, proposti dal GRTN nell'ambito delle Regole per il servizio di dispacciamento.

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.

Il Gestore avrebbe segnalato la necessità di farvi fronte, almeno in attesa del potenziamento della rete elettrica in alcuni punti (in particolare con riferimento alle linee di collegamento tra la Sardegna e la Corsica, la Sardegna e il Continente, e ad alcune zone della Sicilia), definendo limiti massimi zionali all'energia elettrica immessa da unità di produzione a fonte rinnovabile e misure transitorie per il controllo del livello complessivo di produzione di energia da fonte rinnovabile.

Tali misure sarebbero utili alla salvaguardia della sicurezza di funzionamento della rete e alla minimizzazione dei costi del servizio.

Nel corso dei primi nove mesi del 2005, l'Autorità ha modificato ed integrato la deliberazione n. 168/03:

- con deliberazione n. 97/05, in merito alla disciplina dei corrispettivi di sbilanciamento, relativamente al caso di reingresso in servizio in seguito a fermate degli impianti di produzione per interventi di manutenzione. In particolare, il provvedimento dispone che in tali periodi, per i punti di dispacciamento per unità di produzione rilevante interessate dal rientro in servizio, il prezzo di sbilanciamento sia pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita di energia elettrica accettate nel Mercato del Giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto;
- con deliberazione n. 175/05, al fine di introdurre la risorsa denominata "stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema" fra le tipologie di risorse definite ai sensi dell'art. 8, comma 8.2, lettera a) per l'approvvigionamento del GRTN

per il servizio di dispacciamento, per la risoluzione di problematiche inerenti il dispacciamento di energia elettrica sulla rete e la garanzia di adeguati livelli minimi di produzione nelle ore a basso carico.

Alla fornitura di tale risorsa sono abilitate tutte le unità di produzione e pompaggio di particolare rilevanza, identificate dal GRTN nel documento *"Individuazione di una tipologia omogenea di risorse per il servizio di dispacciamento comprensiva delle unità di produzione e pompaggio di particolare rilevanza"*, trasmesso all'Autorità in data 17 giugno 2005 per chiarire le ragioni che hanno portato il Gestore ad assegnare a tali unità, nelle Regole per il dispacciamento di merito economico, uno speciale trattamento in termini di tipologia di risorsa fornitagli nell'ambito del dispacciamento.

Tra le previsioni del provvedimento si segnala l'assoggettamento al controllo del GRTN di una o più unità di produzione e pompaggio nella titolarità di un utente del dispacciamento fino a decorrenza della capacità di produzione e stoccaggio strategica, ai soli fini della definizione delle relative offerte nel mercato elettrico.

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 ha emanato il decreto legge n. 273/04, recante disposizioni urgenti per l'applicazione del sistema, e due decreti ministeriali per l'implementazione dello stesso.

Ai sensi del disposto di tali provvedimenti, i produttori interessati 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.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Il 25 maggio 2005 l'Unione Europea ha deliberato le condizioni per l'approvazione del Piano nazionale italiano per l'assegnazione alle industrie delle quote di emissione di CO₂, per il periodo 2005/2007. Alla base dell'accordo, raggiunto dopo lunghe trattative, la riduzione delle quote previste a 232,5 Ml. di tonnellate per il periodo 2005/2007, contro gli iniziali 255,5 Ml. (non è peraltro ancora chiaro come tale taglio sarà ripartito tra gli impianti) e la rinuncia al meccanismo di adeguamento delle quote ex-post.

Il registro italiano delle emissioni è ancora in fase di test.

All'inizio del mese di ottobre, il Gestore del Mercato elettrico ha pubblicato sul proprio sito, per la consultazione degli operatori, la propria proposta di regole per il funzionamento del mercato delle quote di emissione di CO₂ (denominate "Certificati Neri").

Risultati economici

Di seguito si riportano i principali dati economici dell'Attività di Produzione (Area Produzione di AEM S.p.A. e quota del 20% di Edipower S.p.A.) al 30 Settembre 2005 confrontati con il medesimo periodo dell'esercizio precedente.

3°trim. 2005	3°trim. 2004	Produzione di Energia Elettrica – milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
50,1	68,7	Ricavi	246,5	236,9
-22,0	-6,3	- di cui verso terzi	34,2	13,4
72,1	75,0	- di cui verso società del Gruppo	212,3	223,5
-1,3	11,7	Costi operativi	71,1	72,2
21,0	16,5	- da terzi	59,2	47,2
-22,3	-4,8	- da società del Gruppo	11,9	25,0
8,8	8,9	Costo del lavoro	26,4	26,8
42,7	48,1	Risultato operativo lordo	149,0	138,0
18,9	19,9	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	57,7	50,9
23,8	28,2	Risultato operativo netto	91,3	87,1

Area di Produzione di AEM S.p.A.

I risultati economici dell'Area Produzione di AEM S.p.A. sono principalmente relativi alla contrattualizzazione degli impianti di produzione di proprietà di AEM S.p.A. con la controllata AEM Trading S.r.l.. I contratti, che regolano i rapporti tra le parti relativamente alle centrali termoelettriche, prevedono premi e penali per AEM S.p.A. connessi alle ore annue di effettiva disponibilità degli impianti e agli scostamenti dei rendimenti elettrici dai parametri contrattualmente concordati. I ricavi del settore idroelettrico sono invece correlati all'effettiva produzione.

Produzione di energia elettrica

La tabella che segue sintetizza l'attività produttiva al 30 Settembre 2005, confrontata con lo stesso periodo dell'esercizio precedente.

3°trim. 2005	3°trim. 2004	milioni di kWh	30.09.2005	30.09.2004	Var. % 05/04
947,9	851,4	Produzione netta	2.844,7	3.298,6	(13,8)
579,1	364,4	- Termoelettrica	1.767,1	2.045,1	(13,6)
368,8	487,0	- Idroelettrica	1.077,6	1.253,5	(14,0)

La produzione netta totale di energia elettrica al 30 settembre 2005 è risultata pari a 2.844,7 milioni di kWh, in calo del 13,8% rispetto ai valori riferiti al medesimo periodo dell'esercizio precedente. La contrazione nel comparto termoelettrico è da ascrivere agli interventi per manutenzione effettuati nel corso del primo semestre ed alle indisponibilità non programmate della Centrale di Cassano d'Adda. La produzione di energia idroelettrica è risultata in calo del 14,0% per effetto della scarsa idraulicità registrata nel periodo di riferimento.

Di seguito si riportano i principali risultati economici conseguiti dall'Area Produzione di AEM S.p.A. al 30 settembre 2005 confrontati con il medesimo periodo dell'esercizio precedente.

3°trim. 2005	3°trim. 2004	AEM S.p.A. - Area Produzione - milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
41,2	43,1	Ricavi	141,7	126,3
3,4	4,7	- di cui verso terzi	30,7	12,2
37,8	38,4	- di cui verso società del Gruppo	111,0	114,1
13,6	12,9	Costi operativi	37,3	32,6
9,1	9,1	- da terzi	11,9	11,5
4,5	3,8	- da società del Gruppo	25,4	21,1
4,3	4,0	Costo del lavoro	13,0	12,6
23,4	26,2	Risultato operativo lordo	91,3	81,0
5,9	5,0	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	18,6	15,7
17,5	21,3	Risultato operativo netto	72,7	65,3

Complessivamente l'Area produzione di AEM S.p.A. ha registrato un aumento dei ricavi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente pari a 15,4 milioni di euro. L'aumento delle prestazioni verso terzi è dovuto principalmente alla contabilizzazione di sopravvenienze attive riguardanti il conguaglio della rendita idroelettrica relativa all'anno 2001 (18,6 milioni di euro), determinato a seguito della pubblicazione da parte dell'AEEG della deliberazione n. 73/05 (che ha definito il prezzo di riferimento dell'energia elettrica all'ingrosso sul mercato libero nel 2001). Si registrano inoltre altre variazioni significative di segno opposto, tra

le quali si segnalano la diminuzione dei ricavi da vendite di energia elettrica (2,2 milioni di euro) e l'incremento dei ricavi derivanti da rimborsi per danni (1,8 milioni di euro).

I ricavi da prestazioni verso Società del Gruppo riguardano principalmente la contrattualizzazione degli impianti di produzione. La minore produzione idroelettrica registrata nel periodo di riferimento ha comportato minori ricavi per 11,0 milioni di euro, solo in parte compensati dai maggiori ricavi delle unità termoelettriche (3,4 milioni di euro). Si registrano inoltre maggiori ricavi per prestazioni verso società del Gruppo AEM (2,7 milioni di euro), per la vendita di Certificati Verdi prodotti dagli impianti di Boscaccia e Grosotto (1,0 milioni di euro), nonché maggiori ricavi derivanti dall'accredito dei corrispettivi di sbilanciamento positivo connessi al funzionamento degli impianti idroelettrici (0,6 milioni di euro).

Gli oneri esterni risultano in aumento di 4,7 milioni di euro a seguito dei maggiori costi sostenuti per la realizzazione di investimenti per conto di altre società del Gruppo (2,7 milioni di euro), di maggiori oneri di manutenzione (2,8 milioni di euro), attribuibili per 2 milioni di euro alla fermata non programmata della Centrale di Cassano d'Adda, e dell'addebito, previsto contrattualmente, da parte di AEM Trading S.r.l. di oneri di sbilanciamento negativo (2,4 milioni di euro), parzialmente compensati da minori acquisti di energia elettrica da AEM Trading S.r.l. rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente (3,1 milioni di euro).

Per effetto delle dinamiche sopra evidenziate il risultato operativo lordo risulta in aumento di 10,3 milioni di euro (+12,7% rispetto al 30 settembre 2004).

Nel periodo di riferimento sono state rilevate quote di ammortamento per 17,7 milioni di euro, con un aumento di 2,8 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è determinata prevalentemente dall'entrata in esercizio al 31 dicembre 2004 del Nuovo Canale Viola.

Il risultato operativo netto del periodo è pari a 72,7 milioni di euro, in crescita di 7,4 milioni di euro (+ 11,3%) rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti dell'Area Produzione di AEM S.p.A. ammontano a 48,1 milioni di euro.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione idroelettrica, sono stati realizzati interventi per 26,6 milioni di euro relativi, principalmente, ad interventi sulla centrale di Grosio, al proseguimento dei lavori per il potenziamento della centrale di Premadio, al completamento dell'investimento relativo al Nuovo Canale Viola ed all'installazione delle nuove centraline presso la diga di San Giacomo e nel quartiere Conca Fallata a Milano, nonché a lavori di consolidamento effettuati sulla diga di San Giacomo.

Produzione di energia elettrica

Per quanto riguarda gli impianti di produzione termoelettrica sono stati effettuati investimenti per 21,5 milioni di euro che hanno riguardato principalmente i lavori per la realizzazione del nuovo Gruppo 6 della centrale di Cassano d'Adda.

Edipower S.p.A.

I risultati economici di Edipower S.p.A. sono prevalentemente relativi alla contrattualizzazione degli impianti di produzione termoelettrica ed idroelettrica di proprietà della società nei confronti dei soci industriali.

Di seguito si riportano i principali dati economici della sola quota consolidata nel bilancio del Gruppo AEM (20%), relativi al 30 settembre 2005, confrontati con il medesimo periodo dell'esercizio precedente.

3°trim. 2005	3°trim. 2004	Edipower S.p.A. (quota 20%) – milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
8,9	25,5	Ricavi	104,8	110,6
-25,4	-11,0	– di cui verso terzi	3,6	1,2
34,3	36,5	– di cui verso società del Gruppo	101,2	109,4
-14,9	-1,2	Costi operativi	33,7	39,6
11,9	7,4	– da terzi	33,7	26,1
-26,8	-8,7	– da società del Gruppo	0,0	13,5
4,5	4,9	Costo del lavoro	13,4	14,1
19,3	21,9	Risultato operativo lordo	57,7	56,9
12,8	14,7	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	39,1	35,1
6,5	7,1	Risultato operativo netto	18,6	21,7

Al 30 settembre 2005 Edipower S.p.A. presenta, per la quota di competenza di AEM S.p.A. (20%), un volume d'affari di 104,8 milioni di euro, in lieve flessione rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato operativo lordo è pari a 57,7 milioni di euro, in linea con il risultato del 2004.

A seguito della rilevazione di ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni per 39,1 milioni di euro, il risultato operativo netto di competenza è pari a 18,6 milioni di euro (21,7 milioni di euro nel 2004).

Reti

Il Gruppo AEM è impegnato nell'attività di gestione territoriale di complessi sistemi di rete (elettricità, gas, teleriscaldamento, illuminazione urbana e semaforica, telecomunicazione). Le società del Gruppo coinvolte in tale attività operano mediante un coordinamento volto a massimizzare le sinergie e minimizzare gli impatti sul territorio, garantendo al contempo elevati standard di qualità.

Come è noto, la gestione delle reti energetiche, ambito di attività prevalente, è sottoposta a regolazione tariffaria da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Di seguito si elencano le società del Gruppo attive in tale comparto:

- **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.

Dal 1° giugno 2003, AEM Elettricità S.p.A., a seguito della cessione da parte di AEM S.p.A., ha acquisito la **Divisione illuminazione pubblica e semaforica** che gestisce il servizio di illuminazione pubblica e degli impianti di regolazione e controllo del traffico, nonché i servizi di videosorveglianza nella città di Milano e nei comuni limitrofi.

- **AEM Trasmissione S.p.A.** 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 nazionale di trasporto gestita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (G.R.T.N. S.p.A.). AEM Trasmissione S.p.A. garantisce la gestione efficiente di tale rete a fronte della corresponsione di un canone annuo da parte del G.R.T.N. S.p.A..
- **AEM Gas S.p.A.** possiede la rete di distribuzione di gas metano 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. AEM Gas S.p.A. è anche proprietaria degli impianti di cogenerazione di Tecnocity e di Famagosta (quartieri della città di Milano), di centrali termiche e di reti di teleriscaldamento a tali impianti collegate. Gli impianti di cogenerazione sono stati contrattualizzati 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 è stato contrat-

tualizzato con AEM Calore & Servizi S.p.A., società operante nel settore della gestione calore e del facility management.

- **Serenissima Gas S.p.A.** svolge l'attività di distribuzione di gas metano nel comune di San Donà di Piave e in altri comuni della provincia di Venezia, nel comune di Basiliano e in altri comuni della provincia di Udine, nonché nel comune di Barlassina (MI).
- **Metroweb S.p.A.** è attiva nella progettazione e posa di cavidotti e cavi in fibra ottica e dispone di una 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 ad operatori attivi nei servizi di telecomunicazioni a banda larga.

Quadro normativo e tariffario

Trasmissione di energia elettrica (AEM Trasmissione S.p.A.)

Entro la fine del 2005 è prevista la stipulazione tra il GRTN 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 prevede che per il periodo regolatorio 2004-2007 la determinazione della componente fissa del canone annuale che il GRTN 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 dal Gestore medesimo per il servizio di trasmissione e (b) al corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento del Gestore della rete.

Con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004 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.

Entro il 31 ottobre 2005 dovranno essere trasferiti a titolo oneroso in capo a Terna S.p.A. le attività, le funzioni, i beni e i rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo alla

società GRTN S.p.A.. In seguito al trasferimento, Terna S.p.A. assumerà la titolarità e le funzioni di Gestore di cui all'art. 3, commi 1 e 2, del decreto legislativo n. 79/99. Il decreto dispone, inoltre, la privatizzazione del soggetto risultante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, 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 la data del 1° luglio 2007, la partecipazione di Enel S.p.A. al capitale di Terna dovrà essere ridotta ad una quota non eccedente il 20%.

Per quanto concerne le porzioni di rete di trasmissione nazionale attualmente di proprietà di soggetti diversi da Terna S.p.A., a fine agosto l'Autorità ha diffuso un documento di consultazione per adempiere al disposto del DPCM che prevede che l'Autorità valuti ed eventualmente disponga l'adozione di meccanismi volti a promuovere la completa unificazione di tale rete, favorendo la composizione pluralistica del capitale della società.

La deliberazione n. 15/05 contiene alcune determinazioni dell'Autorità connesse all'attuazione dell'articolo 1 di tale DPCM, inerente il trasferimento alla società Terna S.p.A. delle attività e funzioni facenti capo al GRTN.

Si segnala tuttavia che in agosto l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, che aveva aperto un'istruttoria sull'ingresso di Cassa Depositi e Prestiti in Terna S.p.A., ha autorizzato tale operazione condizionatamente al rispetto di alcuni presupposti, tra cui la cessione della partecipazione di Cassa DDPP in Enel S.p.A.. Cassa DDPP ha deliberato di proporre ricorso al TAR avverso tale provvedimento.

Con deliberazione n. 79/05, l'Autorità ha approvato il Codice di Trasmissione e Dispacciamento presentato dal GRTN ai sensi del citato decreto 11 maggio 2004.

Distribuzione di energia elettrica e vendita di energia elettrica ai clienti vincolati (AEM Elettricità S.p.A.)

Regime tariffario

A conclusione di un processo di consultazione, il 30 gennaio 2004 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

ni 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 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 deliberazione n. 135/04, l'Autorità ha previsto:

- l'aggiornamento per il 2005 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, sulla base dei criteri stabiliti con il Testo Integrato allegato alla deliberazione n. 5/04;
- l'aggiornamento per il 2005 degli importi per il riconoscimento dei recuperi di continuità del servizio, in coerenza con la stima degli incentivi che dovranno essere erogati in relazione ai previsti miglioramenti della continuità del servizio rispetto ai livelli tendenziali fissati dall'Autorità;
- con riferimento ai corrispettivi per il servizio di distribuzione, un adeguamento dei costi riconosciuti derivanti dal conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica.

Le opzioni base e speciali di distribuzione e le opzioni ulteriori per i clienti domestici, presentate da AEM Elettricità S.p.A. per il 2005, sono state approvate con deliberazioni n. 212/04 e n.233/04.

Con deliberazione n. 235/04, l'Autorità, a seguito di un processo di consultazione avviato con deliberazione n. 195/04, ha approvato l'articolazione delle fasce orarie per il 2005. L'aggiornamento, rispetto alle fasce orarie definite per il 2004 con il Testo Integrato allegato alla deliberazione n. 5/04, è stato effettuato in modo da tener conto dei necessari adeguamenti calendariali con particolare riferimento alla diversa disposizione delle festività infrasettimanali.

In settembre, l'Autorità ha emanato un documento di consultazione con cui propone i propri orientamenti in materia di ridefinizione delle fasce orarie per gli anni 2006 e 2007, con riferimento ai servizi di trasmissione, di distribuzione, di dispacciamento, di cessione di energia elettrica alle imprese distributrici per il mercato vincolato, nonché di vendita di energia elettrica ai clienti finali appartenenti a detto mercato: vengono illustrati alcuni criteri tecnico economici che condurrebbero ad introdurre nuovi sistemi di raggruppamenti orari tipici per ciascun servizio, in considerazione del fatto che, con l'introduzione del sistema di dispacciamento di merito economico, non risulta più possibile correlare il valore temporale atteso dei diversi servizi al livello di domanda richiesta sulle reti elettriche.

Il Testo Integrato regola, inoltre, la vendita alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, approvvisionata 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.

Il decreto del Ministro delle Attività Produttive del 24 dicembre 2004 ha previsto che per il 2005 la cosiddetta energia CIP 6 sia destinata per il 40% all'Acquirente Unico per la fornitura ai clienti vincolati.

Infine, il Testo Integrato ha introdotto sistemi perequativi 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.

Al riguardo, si segnala che l'Autorità, con deliberazione n. 115/05, ha definito le modalità applicative di tali meccanismi di perequazione e, in particolare, le tempistiche per la liquidazione dei relativi ammontari.

I termini per la raccolta dei dati per il calcolo degli ammontari di perequazione relativi al 2004 sono stati prorogati dall'Autorità con comunicati pubblicati in luglio e in settembre e con deliberazione n. 202/05, in considerazione del giudizio atteso da parte del Consiglio di Stato in merito al parziale annullamento della deliberazione n. 5/04 disposto dal TAR Lombardia.

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, il TAR Lombardia, a cui alcune imprese di distribuzione, tra cui AEM S.p.A., 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.

Con deliberazione n. 153/05 l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di aggiornamento dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica e delle componenti a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato.

In relazione all'evoluzione del processo di liberalizzazione delle attività di vendita e di misura, infatti, l'Autorità intende verificare annualmente la congruità dei livelli delle componenti tariffarie associate a tali servizi, al fine di incentivare lo sviluppo della concorrenza.

Il procedimento terrà conto dell'obiettivo di economicità e redditività dei soggetti che erogano i servizi, nonché dell'evoluzione dei piani di installazione ed attivazione di sistemi di misurazione dell'energia elettrica in grado di rilevare i prelievi su più raggruppamenti orari differenziati.

Con documento pubblicato nel mese di marzo 2005, l'Autorità ha avviato una consultazione in merito alla definizione di interventi per la diffusione presso le utenze domestiche di tariffe e opzioni tariffarie che prevedano prezzi dell'energia elettrica differenziati su due o più raggruppamenti orari e per la regolazione dell'offerta ai clienti domestici di garanzie d'origine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili. Attraverso tali strumenti l'Autorità intende offrire un segnale di prezzo ai clienti finali volto alla razionalizzazione dei consumi energetici con conseguente riduzione degli oneri a livello di sistema.

Dal momento che il presupposto per l'accesso a tariffe di questo tipo è l'installazione e l'effettiva attivazione di misuratori idonei a rilevare i consumi per raggruppamenti di ore, l'Autorità propone nel documento l'introduzione di disincentivi per le imprese che non provvederanno gradualmente e, comunque, entro il 2008, ad adeguare la dotazione di misuratori per la propria clientela domestica.

Con deliberazione n. 40/05, l'Autorità ha definito le modalità di attribuzione dei costi relativi al trasporto dell'energia sulla RTN per le imprese distributrici ad essa connesse, per gli anni 2000 e 2001: i corrispettivi sono stati fissati in via convenzionale pari alla quota delle componenti tariffarie destinate alla copertura dei costi del servizio di trasporto sulla RTN.

Una definizione convenzionale di questi oneri risultava necessaria poiché in tali anni in numerosi punti di consegna tra la RTN e le reti di distribuzione o tra reti di distribuzione non erano installati misuratori che consentissero la rilevazione dei prelievi di energia per fascia oraria, e sono quindi risultati inapplicabili i corrispettivi, determinati con deliberazione n. 205/99, articolati per fascia.

In materia tariffaria, si segnala infine il Decreto del Ministro delle Attività Produttive del 22 giugno con il quale viene disposto uno slittamento parziale dei tempi previsti per il rimborso dei costi non recuperabili: tale manovra ha reso momentaneamente disponibili risorse finanziarie sul Conto di gestione finanziato dalla componente tariffaria A6, permettendo all'Autorità di mantenere invariato il livello delle tariffe elettriche per il secondo trimestre (deliberazione n. 133/05).

Regolamentazione del servizio

Provvedimenti in materia di qualità tecnica e commerciale

Come previsto dal Testo Integrato allegato alla deliberazione n. 4/04 (che introduce, a partire dal 2006, la regolazione del numero di interruzioni subite dai clienti di maggiori dimensioni, ovvero la regolazione tramite standard specifici), l'Autorità a dicembre 2004 ha emanato la deliberazione n. 247/04, con la quale ha definito (i) i meccanismi per l'erogazione, da parte dei distributori, di indennizzi automatici a favore dei clienti connessi in AT ed in MT nei casi in cui il numero annuo delle interruzioni da questi subite superi i limiti massimi stabiliti dall'Autorità, (ii) i requisiti tecnici che devono rispettare i clienti per avere accesso agli indennizzi automatici; (iii) i corrispettivi tariffari specifici che, dal 2007, dovranno essere corrisposti dai clienti che non adeguano i propri impianti ai requisiti tecnici.

Con deliberazione n. 92/05, l'Autorità ha deliberato di svolgere ispezioni a campione nei confronti di imprese di distribuzione di energia elettrica, in merito ai dati di continuità riferiti all'anno 2004, comunicati all'Autorità stessa in marzo.

L'ispezione presso AEM Elettricità S.p.A. è stata effettuata nel mese di luglio.

In materia di qualità e regole tecniche del servizio di distribuzione, l'Autorità ha emanato i seguenti documenti di consultazione:

- *"Iniziativa per il monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione di energia elettrica"* con cui l'Autorità ha illustrato un progetto di monito-

raggio della qualità della tensione sulle reti in media tensione - avviato nei mesi successivi sotto il coordinamento del CESI - finalizzato a permettere una migliore conoscenza delle relative problematiche, per poter definire nuove iniziative di regolazione - inclusa l'introduzione di obblighi di misurazione della qualità della tensione in capo alle imprese distributrici;

- *"Orientamenti per la definizione e la regolazione delle reti interne di utenza e delle linee dirette"*, con cui l'Autorità ha formulato alcune proposte in merito alla definizione ed alla regolazione di tali reti. Ad un primo documento emanato in aprile, l'Autorità ha fatto seguire una seconda fase di consultazione con un documento pubblicato in luglio;
- *"Condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica a tensione nominale superiore a 1 kV"*: in tale documento l'Autorità propone uno schema per la definizione delle condizioni economiche di connessione per gli impianti di generazione di energia elettrica alle reti in alta e media tensione;
- *"Schema di direttive alle imprese distributrici per la definizione di regole tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta e media tensione"*, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione n. 136/04 in materia di condizioni tecnico-economiche di accesso alle reti di distribuzione di energia elettrica. L'Autorità ha ritenuto infatti necessario, al fine di garantire che l'accesso alle reti sia basato su regole trasparenti e non discriminatorie, definire criteri di connessione comuni che, peraltro, permettano di tenere conto anche dei diversi contesti e delle diverse tipologie di reti che caratterizzano i diversi ambiti di competenza delle imprese distributrici.

Con deliberazione n. 117/05, l'Autorità ha infine avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti di revisione delle direttive in materia di condizioni contrattuali di fornitura per i clienti del mercato vincolato elettrico e di trasparenza dei documenti di fatturazione.

Modalità di ritiro da parte del gestore della rete cui l'impianto è allacciato dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati a fonti rinnovabili, e scambio sul posto dell'energia prodotta con l'energia prelevata dalla rete.

A chiusura della relativa consultazione avviata nel mese di ottobre 2004, con deliberazione n. 34/05, come successivamente modificata con deliberazioni nn. 49/05 e 165/05, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha regolato le modalità e le condizioni economiche per il ritiro su richiesta del produttore, da parte del gestore della rete alla quale l'impianto è collegato (GRTN, distributore di energia elettrica o gestore diverso), dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza minore di

10 MVA e maggiore di 10 MVA se alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 387/03, e al comma 41 della legge 239/04.

Nel mese di luglio, l'Autorità per l'Energia elettrica e il gas ha diffuso un documento di consultazione che illustra le proposte per la definizione delle 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 decreto legislativo n. 387/03, "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".

Tale possibilità era già stata disciplinata con riferimento agli impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 20 kW con deliberazione n. 224/00.

Determinazione dei profili di prelievo

Con deliberazione n. 35/05, l'Autorità ha modificato ed integrato la deliberazione n. 118/03 (che disciplina i meccanismi per la determinazione convenzionale dei profili orari di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali non trattati su base oraria - *Load Profiling* - e per la valorizzazione di tale energia, anche ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento), in considerazione di alcune segnalazioni rappresentate all'Autorità da parte del GRTN a seguito dell'esperienza maturata nel primo anno di implementazione del sistema (entrato in vigore il 1° luglio 2004 per effetto della deliberazione n. 50/04).

In particolare, sono state apportate alcune modifiche alle scadenze precedentemente individuate per la definizione degli obblighi di comunicazione dei dati relativi alla determinazione convenzionale dei prelievi da parte delle imprese distributrici sottese alle imprese distributrici di riferimento e, da queste ultime, al GRTN.

A chiusura di un processo di consultazione avviato a fine 2004, con deliberazione n. 33/05, successivamente modificata ed integrata con deliberazione n. 47/05, l'Autorità ha adottato misure di gradualità in ordine all'applicazione, da parte dei distributori, di condizioni economiche relative alla fornitura di energia elettrica secondo la modalità multioraria, in sostituzione delle condizioni relative alla fornitura secondo la modalità monoraria, a clienti finali appartenenti al mercato vincolato allacciati in media tensione, presso i cui punti di prelievo vengano installati misuratori atti alla rilevazione per fasce orarie dell'energia elettrica prelevata.

Il provvedimento intende mitigare l'impatto su tali clienti della variazione delle condizioni economiche di fornitura di energia, non essendo imposti dal regolatore obblighi o scadenze da osservare in merito all'installazione da parte delle imprese distributrici di misuratori di questo tipo presso i relativi punti di prelievo.

Istruttorie black out settembre 2003

Con deliberazione n. 152/04, sulla base dei risultati dell'Istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione n. 112/03 per appurare le cause del black out verificatosi il 28 settembre 2003 e del Rapporto della Commissione di indagine istituita dal Ministero delle Attività Produttive sul black out, l'Autorità ha avviato le istruttorie formali volte ad accertare eventuali responsabilità di operatori del sistema elettrico nazionale relativamente a tale evento.

Il termine di chiusura delle istruttorie è stato prorogato al 30 novembre 2005.

Servizio di aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento

Con deliberazione n. 39/05, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in materia di accesso al servizio di aggregazione delle misure di energia elettrica per il quale il GRTN, limitatamente al periodo 2004 – 2007, si avvale degli esercenti il servizio di distribuzione di energia elettrica.

Ai sensi del provvedimento, essendo pervenute richieste e segnalazioni in merito ad irregolarità e ritardi nell'erogazione del servizio, l'Autorità ha avviato attività conoscitive, con particolare riferimento alla verifica del rispetto di alcune disposizioni della deliberazione n. 168/03.

A fine del mese di maggio, l'Autorità ha diffuso un documento per la *Ricognizione sui servizi di misura dell'energia elettrica e di aggregazione delle misure dell'energia elettrica ai fini del dispacciamento* al fine di acquisire elementi informativi utili per l'esame di alcune problematiche inerenti la regolazione dei servizi di misura dell'energia elettrica e di aggregazione delle misure, nonché l'attuazione della stessa da parte dei soggetti obbligati.

Con deliberazione n. 161/05, l'Autorità ha modificato ed integrato il disposto della deliberazione n. 168/03 ai fini della determinazione:

- dei corrispettivi unitari per l'aggregazione delle misure di energia elettrica, che gli Utenti del Dispacciamento in immissione ed in prelievo versano al GRTN a copertura dei costi che la società sostiene per la gestione del servizio (CAP e CAI);
- dei corrispettivi che il Gestore riconosce a propria volta agli esercenti il servizio di distribuzione di energia elettrica, della cui opera si avvale, per il periodo regolatorio in corso, ai fini dello svolgimento del servizio di aggregazione (CAPD).

I corrispettivi individuati sono riconosciuti al Gestore e ai distributori, e dunque dovuti dagli utenti del dispacciamento, anche per il periodo precedente la pubblicazione del provvedimento, a partire dalla data di entrata in vigore della deliberazione n. 168/03 (1° gennaio 2005).

Altri provvedimenti

Con deliberazione n. 186/05 l'Autorità ha riconosciuto al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale le giacenze esistenti presso il *Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica*, alimentato dalla componente tariffaria UC5, a copertura dei costi sostenuti per l'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria alla compensazione della differenza tra perdite effettive e perdite convenzionali nel sistema elettrico nazionale, per gli anni 2002, 2003 e 2004 (sino all'avvio del dispacciamento di merito economico dal 1° aprile 2004).

La Cassa Conguaglio per il settore elettrico dovrà versare al GRTN quanto raccolto a *titolo di acconto*, essendo le giacenze del Conto di cui sopra insufficienti per la compensazione dovuta.

A seguito dell'annullamento, da parte del TAR, della deliberazione n. 132/03 (con la quale l'AEEG diffidava le imprese distributrici alla corretta applicazione della disciplina riguardante le partite fisiche di energia elettrica immessa e prelevata nel sistema elettrico di cui alla deliberazione n. 73/03) e nelle more dell'adozione di ulteriori provvedimenti da parte dell'Autorità per consentire la corretta applicazione della disciplina relativa alle perdite convenzionali da parte dei distributori, è stato infatti necessario ricalcolare le perdite di energia relative al 2002 e al primo semestre 2003 utilizzando coefficienti di perdita convenzionale differenti da quelli di riferimento per le precedenti valutazioni degli oneri sostenuti dal GRTN per la compensazione della differenza tra le perdite effettive e le convenzionali.

I costi sostenuti dal Gestore sono risultati maggiori.

Distribuzione di gas naturale (AEM Gas S.p.A.; Serenissima Gas S.p.A.)

Affidamento del servizio di distribuzione

Con deliberazione n. 55/04, sulla base dell'art. 14.1 del D.Lgs. 164/00, l'Autorità ha predisposto uno schema sulla base del quale dovranno essere definiti i contratti di affidamento del servizio di distribuzione del gas da parte dei comuni. Tale schema è stato proposto al MAP, che ha avviato tavoli di lavoro con le associazioni rappresentative delle società di distribuzione.

Si segnala che, in materia di affidamento del servizio di distribuzione, la legge di riordino del settore energetico approvata il 30 luglio 2004 (legge 239/04) prevede una revisione del periodo transitorio entro il quale terminano le concessioni in essere al momento dell'emanazione del D.Lgs. 164/00. Essa proroga al 31 dicembre 2007 il periodo transitorio di cui all'art. 15.5 del D.Lgs. 164/00, entro cui devono terminare le concessioni in essere, non assegnate tramite gara. La durata

del periodo transitorio può ulteriormente essere prorogata di un anno, da parte dell'ente locale concedente, per motivazioni di pubblico interesse. Viene inoltre abrogato l'art. 15.8 del medesimo decreto che prevedeva la possibilità di sommare gli incrementi del periodo transitorio qualora ricorresse più di una delle condizioni di cui all'art. 15.7.

Il Ministero delle Attività Produttive, in novembre, ha emanato un chiarimento al riguardo, in base al quale si deve ritenere che rimanga valido il diritto, da parte dell'attuale distributore, ad usufruire di una delle condizioni di estensione del periodo transitorio di cui all'art. 15.7 del D.Lgs. 164/00, qualora essa sia realizzata entro il 31 gennaio 2006. Inoltre, il divieto di cumulabilità degli incrementi vale *ex nunc*: per i soggetti che già prima dell'entrata in vigore della legge 239/04 avevano maturato tali condizioni, permane il diritto di sommare gli incrementi al termine del periodo transitorio, che, per effetto della proroga, scadrà a fine 2007 o, nel caso di ulteriore proroga da parte dell'ente locale, nel 2008.

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.

Per l'anno termico 2004-2005, in particolare, è stata prevista l'applicazione di corrispettivi identici a livello nazionale corretti sulla base di un coefficiente specificamente definito per ciascun ambito.

L'applicazione di tale meccanismo è stata poi estesa, con deliberazione n. 62/05, anche agli anni termici 2005-2006, 2006-2007, 2007-2008.

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 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. A seguito di un processo di consultazione, le modalità applicative di tale regime individuale di calcolo del vincolo sui ricavi sono state definite con deliberazione n. 171/05.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Con deliberazione n. 22/05, sono state approvate le proposte tariffarie di distribuzione di gas presentate da AEM Gas S.p.A. e da Serenissima Gas S.p.A. per l'anno termico 2004-2005.

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.

Pertanto, 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.

Dovranno quindi essere ripresentate dalle 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 deliberazione.

Con la medesima deliberazione, è stato inoltre previsto il mantenimento dell'istituto del Fondo per la compensazione temporanea di costi elevati di distribuzione per l'intero periodo di regolazione.

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 approvate per l'anno termico 2004-2005 ai sensi della deliberazione n. 170/04.

L'Autorità ha infatti ritenuto che, sino al giudizio del Consiglio di Stato in merito al saggio del recupero di produttività da utilizzare ai fini della determinazione dei vincoli tariffari per il secondo periodo regolatorio, l'aggiornamento delle tariffe per il servizio di distribuzione non potrebbe essere effettuato applicando alcuna percentuale di recupero di produttività: ciò determinerebbe un anomalo incremento delle tariffe, per evitare il quale ha ritenuto opportuno prorogare le tariffe vigenti nell'anno termico 2004-05.

Regolamentazione del servizio

Provvedimenti in materia di regolazione della qualità tecnica e commerciale dei servizi gas

Con deliberazione n. 168/04, *Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e*

vendita del gas, l'Autorità ha regolato sia la qualità tecnica (sicurezza e continuità) sia la qualità commerciale dei servizi gas e introdotto un nuovo meccanismo di controllo e sanzione degli operatori per il mancato rispetto degli obblighi di servizio e dei livelli specifici e generali di qualità.

Con il documento del 20 dicembre 2004, l'Autorità ha avviato una consultazione finalizzata alla definizione di meccanismi incentivanti l'erogazione di un servizio gas caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto a quelli imposti dal regolatore.

Con deliberazione n. 158/05 l'Autorità ha modificato ed integrato le disposizioni della deliberazione n. 168/04, in considerazione di alcune osservazioni che le sono pervenute, con particolare riferimento al tema della sicurezza, a conclusione della consultazione del mese di maggio in materia di obblighi per i venditori di gas naturale (e di energia elettrica) di registrazione e di tempestività nella trasmissione ai distributori delle richieste di prestazioni dei clienti finali.

Per quanto concerne la formulazione delle integrazioni al provvedimento in materia di incentivi per recuperi della sicurezza, si segnala che, in considerazione della varietà delle osservazioni e delle proposte che sono state trasmesse all'Autorità dagli operatori interessati in risposta alla consultazione aperta in materia a fine dicembre 2004, prima della pubblicazione del documento definitivo sarà necessario procedere ad un'ulteriore fase di approfondimento e confronto con i distributori e le loro associazioni di categoria.

Con il provvedimento n. 157/05, l'Autorità ha deliberato di proseguire, nel periodo 1° ottobre 2005–30 settembre 2006, la campagna di controlli tecnici relativi al grado di odorizzazione, al potere calorifico superiore effettivo ed alla pressione relativa del gas, disposta con deliberazione n. 125/04 per il periodo 1° novembre 2004 – 30 settembre 2005, nei confronti delle imprese di distribuzione.

L'esperienza maturata nel corso del primo periodo di attuazione della campagna ha confermato nella sostanza la validità della procedura di riferimento approvata con la determinazione n. 151/04, a meno di alcune modifiche che sono state adottate in sede di revisione della stessa da parte della Direzione Vigilanza e Controllo dell'Autorità.

Come per la campagna precedente, ai fini dello svolgimento dei controlli l'Autorità si avvarrà della collaborazione della Stazione Sperimentale per i Combustibili e della Guardia di Finanza, nell'ambito del Protocollo d'Intesa siglato con la medesima e con le modalità dallo stesso previste.

Provvedimenti in materia di sicurezza

Con deliberazione n. 40/04, modificata con deliberazione n. 129/04, l'Autorità ha regolato le procedure e le modalità di accertamento della sicurezza degli impianti domestici di utenza alimentati a gas per mezzo di reti.

L'effettuazione delle verifiche con sopralluogo è riservata al Comune competente per territorio.

I distributori, invece, effettuano esclusivamente gli accertamenti documentali: è infatti attribuito loro il compito di verificare, con proprio personale o con professionisti esterni, che la documentazione di cui deve essere dotato l'impianto sia conforme alla normativa in tema di sicurezza.

È prevista una graduale attuazione di tale provvedimento, con l'avvio (i) da ottobre 2004 degli accertamenti sugli impianti nuovi, (ii) da ottobre 2005 degli accertamenti sugli impianti modificati e riattivati e (iii) dal 2006, degli accertamenti sugli impianti in servizio.

La copertura dei costi sostenuti dai distributori per l'attuazione del presente regolamento avverrà sia attraverso corrispettivi a carico dei richiedenti l'attivazione della fornitura di gas, sia attraverso riconoscimenti nelle tariffe di distribuzione, che dovranno essere definiti con successivo provvedimento.

Con deliberazione n. 43/05, l'Autorità ha modificato il provvedimento in materia di regime transitorio per impianti di utenza nuovi, prorogando la possibilità, per il distributore che non fosse in grado di ottemperare alle disposizioni che regolano l'accertamento della sicurezza per gli impianti di utenza nuovi, di avvalersi di una procedura di verifica, finalizzata all'attivazione, semplificata rispetto a quella cui sarà obbligato ad attenersi a regime.

Con deliberazione n. 192/05, l'Autorità ha nuovamente modificato il disposto della deliberazione n. 40/04 al fine di affrontare le criticità emerse in sede di applicazione del regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas e risolvere le problematiche che ne sono derivate, introducendo norme transitorie (fino al 30 settembre 2006) per gli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza a gas nuovi, e differendo l'avvio degli accertamenti sugli impianti di utenza riattivati e modificati (al 1° aprile 2007) e in servizio (al 1° ottobre 2007). L'AEEG ha inoltre istituito un gruppo di lavoro (successivamente avviato con Determinazione n. 32/05) incaricato del monitoraggio dell'attuazione del regolamento e dello studio di eventuali proposte di modifica alla norma, cui parteciperanno il Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti, il CIG e rappresentanti delle associazioni degli installatori, dei distributori e dei venditori di gas, e ha avviato un'istruttoria conoscitiva sui comportamenti adottati dai distributori e dai venditori di gas nel dare attuazione al Regolamento.

A seguito dell'emanazione del provvedimento, l'Autorità ha inviato al Parlamento e al Governo una segnalazione con osservazioni e proposte volte a rafforzare la tutela dei consumatori in merito alla sicurezza degli impianti a gas.

Altri provvedimenti

In seguito ad un processo di consultazione, l'Autorità ha emanato la deliberazione n. 138/04 con la quale determina garanzie per il libero accesso al servizio di distribuzione del gas e norme per la predisposizione dei codici di rete per tale servizio. L'Autorità ha avviato i tavoli di lavoro, che coinvolgono le associazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, al fine di definire un codice di rete tipo. Ciascun distributore potrà quindi decidere se adottare tale codice tipo o un proprio codice, redatto in base ai criteri stabiliti dall'Autorità stessa.

Con deliberazione n. 112/05, l'Autorità ha disposto lo svolgimento, presso gli esercenti le attività di distribuzione e vendita del gas, di ispezioni volte ad accertare la corretta implementazione del disposto della deliberazione n. 138/04.

Con deliberazione n. 121/05, l'Autorità ha inoltre avviato un procedimento finalizzato all'adeguamento di alcune disposizioni della deliberazione n. 138/04 al contenuto di proposte formulate nell'ambito dell'attività del Gruppo di Lavoro per l'adozione da parte dell'Autorità del codice di rete tipo, ai sensi dell'art. 3, comma 1, della deliberazione.

Nel corso dei mesi di maggio e giugno, l'Autorità ha avviato due consultazioni di rilievo ai fini della regolamentazione del servizio di distribuzione:

- il primo documento ha come finalità la consultazione degli operatori in merito alla formazione di provvedimenti in materia di misura su base oraria dei consumi di gas naturale per i clienti finali con consumo annuo compreso fra duecentomila e diecimilioni di Smc, di cui all'art. 2, comma 1, della deliberazione n. 139/03 e per i punti di consegna delle reti di distribuzione, ai sensi del disposto dell'articolo 18, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00;
- il secondo è volto alla consultazione degli operatori in merito alla formazione di un provvedimento di regolamentazione di aspetti generali relativi al potere calorifico del gas fornito ai clienti finali, al fine di omogeneizzare le modalità di determinazione del PCS del gas naturale e del suo successivo utilizzo tra i vari operatori.

Risparmio energetico (AEM Gas S.p.A.; AEM Elettricità S.p.A.)

Nelle more dell'attuazione dei decreti dell'aprile 2001, alla firma del Ministro dell'Industria, del commercio e dell'artigianato, 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 (comunicata all'Autorità ai sensi della deliberazione n. 167/04) e l'energia complessivamente distribuita su base nazionale, entrambe conteggiate nell'anno precedente l'ultimo trascorso. Per il 2005 l'Autorità ha diffuso il dato relativo all'energia complessivamente distribuita con deliberazione n. 213/04, determinando al contempo gli obiettivi specifici per ciascun operatore obbligato.

Per i distributori di gas naturale ed elettricità del Gruppo AEM, tali obiettivi sono rispettivamente pari a 3.391 e 2.827 Tep.

Ai sensi del disposto dell'art. 3, comma 2, dei decreti del mese 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.

Sono fatte salve le deliberazioni già adottate dall'Autorità in attuazione dei decreti ministeriali dell'aprile 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 nn. 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. Si è chiusa il 15 dicembre la consultazione in merito alla proposta di 10 ulteriori schede tecniche di valutazione del risparmio energetico. A seguito di tale consultazione l'Autorità ha adottato la deliberazione n. 70/05, approvando 5 delle schede tecniche proposte per la consultazione. 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. 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.

Con una comunicazione diffusa il 29 dicembre, 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 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 risparmiate 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.

Come richiesto dalle Linee Guida dell'Autorità, i distributori di energia elettrica e gas del Gruppo AEM hanno presentato entro la fine del mese di febbraio proposte di progetto e programma di misura per i progetti (soggetti a valutazione a consuntivo alla data della presentazione delle proposte) realizzati nel periodo 2001 – 2004.

Nel corso del semestre, con diversi provvedimenti, l'Autorità ha diffuso gli esiti delle verifiche effettuate sulle proposte di progetto e di programma di misura presentate dagli operatori.

In particolare, si segnala che con deliberazione n. 123/05, ha ritenuto conformi ai criteri e ai requisiti minimi stabiliti dalle Linee Guida due delle proposte presentate da AEM Gas S.p.A., mentre con deliberazione n. 136/05 ha rigettato una delle rimanenti.

Il progetto oggetto di tale ultima proposta è stato riabilitato con deliberazione n. 177/05, (successivamente modificata con deliberazione n. 187/05), con la quale l'Autorità ha approvato due nuove schede tecniche per la valutazione analitica dei risparmi energetici negli usi di climatizzazione ambienti e produzione di acqua calda sanitaria conseguiti tramite installazione e gestione di impianti di cogenerazione e sistemi di teleriscaldamento.

L' esercente ha pertanto potuto presentare richiesta di verifica e certificazione dei risparmi ottenuti grazie a tale progetto, quantificati ai sensi di tale metodologia.

A seguito dell'approvazione, con deliberazione n. 70/05, della scheda tecnica n. 18, per la valutazione standardizzata dei progetti che prevedono la sostituzione di lampade a vapori di mercurio con lampade a vapori di sodio, inoltre, è stato assoggettato a valutazione standardizzata il progetto presentato da AEM Elettricità S.p.A.. Per tale progetto, l' esercente ha pertanto presentato richiesta di verifica e certificazione dei risparmi riconosciuti dall'applicazione della metodologia formalmente adottata dall'Autorità.

AEM S.p.A. ha ottenuto nel mese di maggio la certificazione come Esco. Analogo titolo è stato ottenuto a luglio anche per AEM Calore & Servizi S.p.A. e AEM Energia S.p.A., società del Gruppo AEM.

Risultati economici

La tabella seguente sintetizza i principali risultati economici al 30 settembre 2005 relativi alle società del Gruppo AEM operanti nella gestione di servizi a rete. Tali risultati sono confrontati con l'esercizio precedente:

3°trim. 2005	3°trim. 2004	Reti – milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
178,2	174,2	Ricavi	580,8	588,3
157,0	154,1	– di cui vendite verso terzi	482,1	488,1
21,2	20,1	– di cui vendite a società del Gruppo	98,7	100,2
128,2	122,1	Costi operativi	382,3	380,7
114,3	108,3	– da terzi	338,5	238,9
13,9	13,8	– da società del Gruppo	43,8	141,8
13,4	13,1	Costo del lavoro	42,0	41,1
36,6	39,0	Risultato operativo lordo	156,5	166,5
20,9	22,0	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	72,8	66,4
15,7	17,0	Risultato operativo netto	83,7	100,1

Distribuzione di energia elettrica

Al 30 settembre 2005 i ricavi relativi all'attività di distribuzione di AEM Elettricità S.p.A. sono risultati pari a 431,0 milioni di euro, in crescita di 7,2 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Tale dinamica trova principale spiegazione nei seguenti fattori:

- la crescita delle tariffe di vendita dell'energia elettrica ai clienti vincolati dovuta alla dinamica inflazionistica delle materie prime energetiche sui mercati internazionali, che ha comportato un aumento dei ricavi di vendita di energia elettrica per un importo pari a 7,1 milioni di euro;
- una contrazione delle quantità di energia elettrica venduta ai clienti vincolati;
- una crescita dei volumi di energia elettrica distribuita ai clienti allacciati alla rete di distribuzione gestita dalla società;
- una riduzione dei ricavi ammessi per l'attività di distribuzione di energia elettrica per un importo pari a 2,0 milioni di euro, come conseguenza dell'aggiornamento per il 2005 dei corrispettivi per i servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (deliberazione AEEG n. 135/04).

Tra i ricavi si registrano inoltre sopravvenienze attive pari a 5,3 milioni di euro relative alla definitiva consuntivazione dei rapporti commerciali con l'Acquirente Unico di competenza di esercizi precedenti. Tali sopravvenienze sono più che compensa-

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

te dalla contabilizzazione degli oneri di perequazione generale relativi ai costi di distribuzione e di trasporto dell'energia elettrica che, a seguito della definizione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei meccanismi di calcolo, sono stati contabilizzati in deduzione dei ricavi (per un importo pari a 7,9 milioni di euro), mentre nell'esercizio 2004 erano stati contabilizzati come accantonamenti.

Le attività svolte da AEM Elettricità S.p.A. per le altre società del Gruppo e per la Divisione di illuminazione pubblica e semaforica hanno comportato maggiori ricavi per 6,0 milioni di euro, mentre si registra una riduzione pari a 1,9 milioni di euro dei ricavi per contributi di allacciamento.

I costi operativi risultano in crescita di 10,8 milioni di euro a seguito di maggiori oneri sostenuti per l'acquisto di energia elettrica e materiali (per un importo pari a 7,4 milioni di euro), per servizi erogati da terzi e dalle società correlate (per complessivi 5,2 milioni di euro), nonché per effetto delle sopravvenienze passive registrate a seguito della consuntivazione definitiva dei rapporti commerciali con l'Acquirente Unico e riguardanti maggiori costi di acquisto dell'energia elettrica di competenza di esercizi precedenti (per un importo pari a 1,4 milioni di euro).

Si segnala inoltre una riduzione dei costi per prestazioni di servizi da controllante per 2,1 milioni di euro e una riduzione degli oneri di trasporto dell'energia elettrica per 1,2 milioni di euro.

Il costo del lavoro registra un incremento di 1,7 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, principalmente a seguito dell'integrazione in AEM Elettricità S.p.A. del personale dedicato alla gestione delle attività di illuminazione pubblica, semaforica e di videosorveglianza del territorio nella città di Milano e in altri comuni, avvenuta a giugno 2004.

Come conseguenza delle dinamiche sopra evidenziate, il risultato operativo lordo si è ridotto di 5,3 milioni di euro ed è risultato pari a 69,6 milioni di euro.

Al netto di ammortamenti, svalutazioni ed accantonamenti rilevati sulla base dei Principi Contabili Internazionali (IFRS), il risultato operativo netto risulta pari a 34,0 milioni di euro (45,1 milioni di euro al 30 settembre 2004).

Alla contrazione del risultato hanno contribuito le svalutazioni di alcune immobilizzazioni resesi necessarie a causa della loro obsolescenza e per effetto di scelte impiantistiche sulla rete di distribuzione in media tensione (per un importo pari a 8,1 milioni di euro).

Le quantità di energia elettrica vendute sul mercato vincolato sono risultate pari a 3.553,5 milioni di kWh, in calo rispetto al medesimo periodo dell'esercizio prece-

dente (3.712,4 milioni di kWh). I volumi di energia trasportata per il mercato libero sono invece in crescita di 304,4 milioni di kWh (+17,5%).

3°trim. 2005	3°trim. 2004	milioni di kWh	30.09.2005	30.09.2004	Var. % 05/04
1.855,20	1.836,80	Energia elettrica distribuita	5.599,70	5.454,20	2,7
739,9	629,5	– Mercato libero	2.046,20	1.741,80	17,5
1.115,3	1.207,3	– Mercato vincolato	3.553,50	3.712,40	(4,3)

Complessivamente, al 30 settembre 2005, i clienti finali allacciati alla rete di distribuzione risultano circa 857.000.

Al 30 settembre 2005 sono stati effettuati investimenti per 19,9 milioni di euro (20,9 milioni di euro al 30 settembre 2004) che hanno riguardato principalmente l'ampliamento e il rifacimento di alcuni tratti della rete di media e bassa tensione, la manutenzione conservativa degli impianti primari, degli impianti interni e delle cabine secondarie, nonché interventi migliorativi e di mantenimento sui fabbricati.

Trasporto di energia elettrica

Nei primi nove mesi del 2005 i ricavi di AEM Trasmissione S.p.A. risultano pari a 12,0 milioni di euro, di cui 9,9 milioni di euro derivanti dal canone corrisposto da GRTN S.p.A. per l'utilizzo delle linee in alta tensione di proprietà della società. L'incremento dei ricavi, pari a 2,8 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, è da attribuirsi per 1,4 milioni di euro, a prestazioni di servizi verso terzi, per 1,0 milioni di euro, all'incremento del canone corrisposto dal GRTN conseguente all'acquisizione da AEM Elettricità S.p.A. di ulteriori elementi di rete (così come previsto dall'articolo 2 del decreto MAP del 23 dicembre 2002) e, per 0,5 milioni di euro, a sopravvenienze attive per canoni corrisposti dal GRTN di competenza degli esercizi 2002 e 2004.

I costi operativi registrano un incremento rispetto al medesimo periodo dell'esercizio 2004 di 1,0 milioni di euro, principalmente a seguito di maggiori spese per appalti e lavori.

Per effetto delle dinamiche sopra descritte, il risultato operativo lordo risulta pari a 8,2 milioni di euro, con un aumento di 1,6 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Al netto di ammortamenti, svalutazioni ed accantonamenti per complessivi 3,2 milioni di euro, il risultato operativo netto è pari a 5,0 milioni di euro, in crescita del 36,4% rispetto al 30 settembre 2004.

Nel periodo in esame sono stati effettuati investimenti per 1,5 milioni di euro (1,3 milioni di euro al 30 settembre 2004) relativi per 0,4 milioni di euro, ad interventi di manutenzione conservativa delle linee in alta tensione e, per 1,1 milioni di euro, ad interventi di manutenzione conservativa delle cabine in alta tensione.

Distribuzione di gas metano

Nei primi nove mesi del 2005 i ricavi di AEM Gas S.p.A. e di Serenissima Gas S.p.A. risultano complessivamente pari a 94,8 milioni di euro, con una riduzione di 1,6 milioni di euro (-1,7%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Una quota rilevante di tali ricavi (81,0 milioni di euro) si riferisce a prestazioni infra-gruppo (per il servizio di distribuzione di gas naturale svolto a favore di AEM Energia S.p.A. e di Serenissima Energia S.r.l.).

La contrazione dei ricavi è da attribuirsi principalmente all'impatto delle misure tariffarie deliberate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per il secondo periodo regolatorio ed entrate in vigore il 1° ottobre 2004. Nel periodo in esame, le nuove tariffe hanno comportato una riduzione dei ricavi di 5,5 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio 2004. La riduzione dei ricavi risulta parzialmente attenuata dalla contabilizzazione dei conguagli tariffari relativi ai consumi degli anni 2001, 2002 e 2003, fatturati agli *shipper* a seguito della definizione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas di nuovi livelli tariffari con effetto retroattivo, ad esito di un lungo iter giudiziario.

I costi operativi risultano in crescita di 2,5 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, principalmente a seguito di un aumento dei costi per godimento dei beni di terzi, degli altri costi di esercizio nonché per prestazioni di servizi da correlate. Si registra inoltre un aumento del costo del lavoro pari a 1,3 milioni di euro a seguito delle rettifiche richieste dal principio IAS n. 19 per la determinazione della quota di TFR.

Come conseguenza delle dinamiche sopra evidenziate, il risultato operativo lordo, pari a 55,9 milioni di euro, subisce una flessione di 5,5 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Al netto di ammortamenti, svalutazioni ed accantonamenti per complessivi 25,4 milioni di euro, il risultato operativo netto risulta pari a 30,5 milioni di euro con una riduzione di 5,6 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

Il gas complessivamente vettoriato nei primi nove mesi del 2005 è stato pari a 849,4 milioni di mc, sostanzialmente in linea rispetto al corrispondente periodo del 2004.

3°trim. 2005	3°trim. 2004	milioni di mc	30.09.2005	30.09.2004	Var. % 05/04
71,9	71,0	Gas vettoriato	849,4	842,4	0,8
61,3	66,0	- Gas vett.a soc.del Gruppo	718,8	761,0	(5,5)
10,6	5,0	- Gas vettoriato a terzi	130,6	81,4	60,4

Nel periodo in esame sono stati effettuati investimenti per 30,0 milioni di euro (21,4 milioni di euro nei primi nove mesi del 2004) che hanno riguardato principalmente l'estensione e la sostituzione di tubazioni in media e bassa pressione e di colonne montanti, nonché la posa e la sostituzione di misuratori. E' proceduto inoltre il potenziamento degli impianti di Sesto San Giovanni, Tecnocity e Famagosta e l'estensione della rete di teleriscaldamento nelle aree di Sesto San Giovanni, Tecnocity e Linate.

Illuminazione pubblica

Nel primi nove mesi del 2005 i ricavi della Divisione Illuminazione pubblica e semaforica di AEM Elettricità S.p.A. sono risultati pari a 19,7 milioni di euro (24,6 milioni di euro al 30 settembre 2004). Il risultato operativo lordo è pari a 2,2 milioni di euro (2,7 milioni di euro al 30 settembre 2004). La contrazione dei ricavi (e la conseguente flessione del risultato operativo lordo) è sostanzialmente dovuta alla diminuzione delle attività richieste dal Comune di Milano.

Telecomunicazioni

Al 30 settembre 2005 i ricavi di Metroweb S.p.A. sono pari a 29,8 milioni di euro con una riduzione di 7,5 milioni di euro (-20%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato operativo lordo è pari a 20,7 milioni di euro (-0,6%).

La contrazione dei ricavi dipende dalla naturale riduzione delle attività relative alla connessione degli edifici (-5,2 milioni di euro) solo in parte compensata da maggiori ricavi da affitto fibra ottica ed altre attività.

Il risultato operativo lordo è sostanzialmente in linea con quello registrato nello stesso periodo dell'esercizio precedente e riassume una serie di effetti di segno contrario, in particolare la riduzione del margine dell'attività di connessione edifici è compensata dall'aumento del margine dell'attività di affitto fibra ottica e da una riduzione del costo del lavoro. Il risultato operativo netto è pari a 12,1 milioni di

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

euro con una riduzione del 3,8% rispetto ai primi nove mesi del 2004, dovuta ad un incremento degli ammortamenti e svalutazioni (+0,4 milioni di euro).

Nell'ambito dell'area milanese, l'infrastruttura di cavidotti destinata ad ospitare i cavi in fibra ottica si estende complessivamente per circa 2.250 chilometri, mentre i collegamenti di lunga distanza disponibili sono circa 980 chilometri. Lo sviluppo della rete in fibra ottica è pari a circa 5.475 chilometri, corrispondente a 261.000 chilometri di fibra. Tale rete comprende 2.450 chilometri di backbone cittadino e di collegamenti a sedi business, 2.355 chilometri di cablaggio residenziale e 670 chilometri di tratte di lunga distanza.

Nel periodo in esame sono stati effettuati investimenti per 4,2 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di posa dell'infrastruttura di rete e di cavi in fibra ottica (9,3 milioni di euro nello stesso periodo dell'esercizio precedente).

Il Gruppo AEM è attivo nella vendita di energia elettrica, gas e calore (mediante reti di teleriscaldamento o servizi di gestione impiantistica). Di seguito si elencano le società del gruppo che svolgono attività commerciali nel mercato della clientela diffusa o che operano nei mercati all'ingrosso.

- **AEM Trading S.r.l.** opera nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e svolge l'attività di *energy portfolio management* per l'intero gruppo AEM. 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. e di quella delle centrali di cogenerazione di AEM Gas S.p.A.. La società opera direttamente sui mercati organizzati dal Gestore del Mercato S.p.A. (IPEX) ed è attiva nella commercializzazione dell'energia elettrica mediante contratti bilaterali con altri operatori. Nell'ambito dell'attività di *portfolio management*, AEM Trading S.r.l. è inoltre responsabile della copertura del fabbisogno di energia elettrica e di gas naturale di AEM Energia S.p.A..
- **AEM Energia S.p.A.** è responsabile della vendita di energia elettrica ai clienti finali idonei e della vendita di gas naturale a tutti i clienti finali (ad eccezione di quelli forniti direttamente da Serenissima Energia S.r.l.).
- **AEM Calore & Servizi S.p.A.** opera nella commercializzazione di calore mediante reti di teleriscaldamento, nei servizi di gestione calore e, più in generale, nell'attività di *facility management*.
- **Serenissima Energia S.r.l.** è attiva nella commercializzazione di gas naturale ai clienti allacciati alla rete di Serenissima Gas S.p.A..
- **Plurigas S.p.A.** 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. e 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

Trading di energia elettrica (AEM Trading S.r.l.)

Provvedimenti in materia di importazioni ed energia CIP 6

Con le deliberazioni n. 223/04 e n. 224/04 l'Autorità ha determinato le regole per l'assegnazione della capacità di importazione di energia elettrica e per la risoluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione con i Paesi confinanti per l'anno 2005, tenuto conto di quanto disposto dal decreto del Ministro delle Attività Produttive del 17 dicembre 2004.

L'assegnazione della capacità di importazione per il 2005 è avvenuta mediante l'adozione del metodo dell'asta implicita. Tuttavia, poiché per effetto del meccanismo zonale che caratterizza la Borsa Elettrica nel nostro Paese i differenziali di prezzo tra le zone Italia/estero avrebbero dato luogo alla separazione del mercato con la conseguente applicazione ai contratti bilaterali del cosiddetto "corrispettivo per la capacità di trasporto" (vanificando in tal modo i vantaggi di prezzo derivanti dall'energia di importazione meno costosa), l'Autorità ha introdotto meccanismi di copertura di tale corrispettivo, i cosiddetti CCCI, che sono stati assegnati gratuitamente e pro quota ai soggetti (utenti del dispacciamento in prelievo) richiedenti la capacità di importazione.

In settembre, l'Autorità ha pubblicato un documento di consultazione relativo alle modalità di trasferimento di tali certificati (CCCI) nel caso di passaggio di clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero e viceversa.

Per quanto concerne la frontiera francese, RTE ha risolto i problemi di congestione con l'Italia attraverso una procedura distinta di asta esplicita, bandita mensilmente ai fini dell'assegnazione della capacità di esportazione dalla Francia verso l'Italia, che permette l'estrazione della rendita data dal differenziale di prezzo Italia/Francia a tutto favore del Gestore di rete francese.

Con deliberazione n. 251/04, l'Autorità ha approvato il Modello generale di calcolo della capacità totale di trasporto sulla rete di interconnessione settentrionale, predisposto dal Gestore ai sensi dell'art. 5, comma 2, del regolamento CEE n. 1228/2003. Il documento del Gestore contempla anche uno schema di norme di sicurezza, operative e di programmazione del funzionamento della rete di interconnessione settentrionale.

Nel corso del mese di marzo, l'Autorità ha avviato una consultazione in merito ad ulteriori aspetti relativi all'applicazione del regolamento CEE n. 1228/2003 per l'anno 2005 e per gli anni successivi, al fine di fornire un inquadramento organico dell'evoluzione in atto circa l'effettuazione di scambi transfrontalieri di energia elettrica, alla luce delle disposizioni di cui al Regolamento, e di acquisire elementi, osservazioni e contributi utili all'evoluzione del processo di integrazione del mercato interno dell'energia elettrica.

Il documento per la consultazione reca:

- considerazioni in merito ai principali aspetti dello schema attuato in Italia per la gestione delle congestioni sulla rete di interconnessione;
- una ricognizione delle metodologie adottate dai gestori di rete dei Paesi esteri per la gestione delle congestioni sulle frontiere elettriche con l'Italia, evidenziandone eventuali criticità.

Un'ulteriore consultazione in merito a tali tematiche è stata avviata in agosto, con la pubblicazione di un documento (*Procedure di assegnazione della capacità di trasporto per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica - attuazione delle disposizioni di cui all'art. 6 del Regolamento CEE 1228/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003*) con cui l'Autorità si prefigge lo scopo di:

- formulare alcuni orientamenti, a partire dall'esperienza pregressa, circa le diverse possibili soluzioni per l'attuazione, nell'anno 2006, delle disposizioni di cui al citato Regolamento;
- acquisire osservazioni e proposte da parte dei soggetti interessati, di cui tenere conto nell'ambito dei gruppi di lavoro stabiliti con le autorità di regolazione confinanti.

L'assegnazione della cosiddetta energia CIP 6 per il 2005 è stata disciplinata con decreto 24 dicembre 2004 del Ministro delle Attività Produttive. Al riguardo, si segnala che tale energia è destinata per il 40% all'Acquirente Unico per la fornitura ai clienti vincolati e, per il 60%, ai clienti idonei del mercato libero. Anche per il 2005, come per il 2004, è stato adottato un metodo di assegnazione pro-quota in base alle richieste dei soggetti partecipanti (utenti del dispacciamento in prelievo) tenuto conto della loro potenza media: il prezzo di assegnazione uguale per tutti è stato fissato pari a 50 Euro/MWh. Poiché ai sensi dell'articolo 3, comma 13, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, a partire dall'avvio della Borsa Elettrica, il Gestore deve cedere l'energia CIP 6 al mercato, gli assegnatari hanno sottoscritto con il Gestore un contratto di carattere finanziario che regola le differenze tra prezzo strike (50 Euro/MWh) e prezzo di riferimento ovvero il prezzo di acquisto sulla Borsa Elettrica (PUN). Gli assegnatari di energia CIP 6 sono obbligati ad approvvigionarsi fisicamente di tale energia sul Mercato del Giorno Prima.

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. Per il periodo fino al 31 dicembre 2004 è stata prevista la partecipazione attiva dei soli produttori con unità di taglia superiore ai 10 MVA (cosiddette "unità di produzione rilevanti"), in quanto l'unico soggetto autorizzato ad operare dal lato della domanda è stato il GRTN che ha presentato offerte d'acquisto per conto dell'Acquirente Unico, soggetto che garantisce la fornitura ai clienti del mercato vincolato.

Il 24 dicembre 2004 il Ministro delle Attività Produttive ha firmato un atto di indirizzo al GRTN, al GME e all'Acquirente Unico, trasmesso per conoscenza all'Autorità, relativo alla partecipazione attiva della domanda al Sistema Italia 2004, prevedendo, a far data dal 1° gennaio 2005, un periodo transitorio di tre mesi. Con atto del 1° aprile 2005, il Ministro delle Attività Produttive ha successivamente prolungato tale periodo transitorio al 30 giugno 2005.

Entro il 31 marzo, il GRTN, il GME e l'Autorità avrebbero dovuto determinare anche un sistema di gestione integrato di garanzie finanziarie per gli operatori (oggi transitoriamente sostituito attraverso la richiesta agli operatori di fidejussioni bancarie sia a favore del GME che del GRTN).

Con atto del 1° Aprile 2005, indirizzato a GRTN, AU, GME ed Autorità, il Ministero delle Attività Produttive ha rinviato al 30 giugno la data di avvio a regime della domanda in Borsa Elettrica. L'atto del Ministero ha demandato all'Autorità, per il periodo 1° aprile – 30 giugno 2005, la definizione dell'entità degli oneri di sbilanciamento a carico degli operatori che partecipano attivamente lato domanda al Sistema Italia 2004, e ha disposto che tali oneri non siano comunque inferiori a quelli già definiti per il mese di marzo 2005.

Con deliberazione n. 64/05, l'Autorità ha pertanto modificato ed integrato nuovamente la deliberazione n. 168/03 (che, come modificata da provvedimenti successivi, e in particolare dalla deliberazione n. 237/05, a partire dall'1 gennaio 2005 regola il servizio di dispacciamento di merito economico). Le modifiche introdotte tengono conto anche del dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dalle unità di produzione cosiddette "incentivate" che beneficiano dell'obbligo di ritiro in capo ai gestori delle reti cui sono allacciate, ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e dell'art. 1, comma 41, della legge n. 239/04.

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.

Controllo del potere di mercato

Dal 10 al 14 gennaio 2005 l'Autorità ha rilevato anomalie nei prezzi registrati nel mercato del giorno prima con un sensibile incremento dei prezzi dell'energia elettrica in tutte le zone e, di conseguenza, del prezzo unico nazionale in acquisto. Secondo l'Autorità, tali anomalie potrebbero derivare dall'esercizio di potere di mercato da parte di operatori attivi nella produzione di energia elettrica che godono di posizioni dominanti nell'offerta a livello zonale o nazionale.

Con deliberazione n. 3/05 l'Autorità ha, pertanto, avviato un'istruttoria conoscitiva per la valutazione:

1. delle dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato del giorno prima e nel mercato di aggiustamento per i giorni dal 10 al 14 del mese di gennaio 2005;
2. dell'incidenza sui medesimi prezzi delle diverse strategie di offerta adottate dagli operatori attivi nella produzione di energia elettrica ammessi al sistema delle offerte.

A seguito dell'esame degli elementi emersi nell'ambito di tale istruttoria e di due precedentemente avviate, con deliberazione n. 50/05 l'Autorità ha inteso adeguare alle attuali esigenze del mercato le misure adottate con deliberazione n. 21/04, nella fase di avvio del dispacciamento di merito economico, ai fini del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento, per la promozione della concorrenza e la tutela degli interessi di utenti e consumatori. Il provvedimento reca disposizioni per l'esercizio, da parte del Gestore del Mercato Elettrico e del Gestore della rete di trasporto nazionale, delle attività di raccolta, organizzazione, elaborazione e descrizione analitica dei dati relativi al mercato dell'energia, volte alla definizione di indici (*di prezzo relativo; orario di copertura; relativi alla quantità minima oraria; di marginalità*) che consentano all'Autorità di svolgere efficacemente l'attività di monitoraggio.

In maggio, l'Autorità ha emanato un documento di consultazione in merito alle *"Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento"*, nel quale illustra la possibile introduzione di alcune misure atte a contrastare eventuali esercizi di potere di mercato nel settore elettrico nazionale.

In merito a tale tematica, è stata avviata in agosto una seconda fase di consultazione, con la pubblicazione di un documento in cui l'Autorità illustra le proprie proposte ai fini della riduzione del grado di interesse ad esercitare potere di mercato da parte degli operatori pivotali (Enel o Endesa) nelle quattro macrozone in cui è suddiviso il mercato all'ingrosso: in particolare, viene discussa l'introduzione di obblighi temporanei, in capo a tali operatori, di cessione di una quota-parte della disponibilità di capacità produttiva a soggetti terzi (*"virtual power plants"*).

A chiusura di tale fase di consultazione, con deliberazione n. 212/05 l'Autorità ha definito misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006 rivolte agli operatori pivotali del sistema (Enel ed Endesa).

Il meccanismo ideato prevede che qualora gli operatori pivotali 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 determi-

nare il prezzo sul mercato, si applichino nei loro confronti le disposizioni di cui al Titolo 2 del Provvedimento, che regola la cessione di capacità produttiva virtuale (Virtual Power Plant).

Con deliberazione n. 176/05, l'Autorità ha inoltre definito alcuni obblighi informativi per il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale e per gli operatori pivotali al fine di acquisire dati ed informazioni utili alla valutazione prospettica del potere di mercato eventualmente detenuto da Enel ed Endesa, nonché del loro interesse ad esercitarlo, con riferimento al periodo 2006 – 2008.

La valutazione terrà conto dell'evoluzione della domanda, della capacità produttiva e della capacità di trasporto in tale triennio.

Provvedimenti in materia di dispacciamento

A conclusione dello scorso anno, con deliberazione n. 253/04, l'Autorità ha approvato la Versione n. 3.0 delle Regole per il dispacciamento di merito economico in vigore dall'1 gennaio 2005, modificate in seguito a consultazione degli operatori, in vista dell'avvio della Fase 3 del Sistema Italia 2004.

Completano la regolamentazione del servizio gli schemi di contratto per il servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per punti di immissione e di prelievo, proposti dal GRTN nell'ambito delle Regole per il servizio di dispacciamento e approvati dall'Autorità con deliberazione n. 137/05.

Con deliberazione n. 65/05 l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto le modalità per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica e la disciplina dei diritti e degli obblighi connessi con l'esecuzione di tali contratti nell'ambito del servizio di dispacciamento. Nell'ambito di tale procedimento, nel mese di giugno ha avviato una ricognizione al fine di acquisire elementi informativi utili all'individuazione delle problematiche e delle esigenze degli operatori relativamente alle modalità di registrazione dei contratti e alla disciplina dei diritti e degli obblighi connessi con l'esecuzione di tali contratti.

E' seguita a tale provvedimento anche la diffusione all'inizio del mese di agosto di un documento per la consultazione degli operatori su alcune possibili soluzioni alle problematiche ed alle esigenze individuate nel documento di ricognizione o segnalate dagli operatori successivamente alla sua pubblicazione.

Nel corso dei primi nove mesi del 2005, l'Autorità ha modificato ed integrato la deliberazione n. 168/03:

- con deliberazione n. 97/05, in merito alla disciplina dei corrispettivi di sbilanciamento, relativamente al caso di reingresso in servizio in seguito a fermate degli

impianti di produzione per interventi di manutenzione. In particolare, il provvedimento dispone che in tali periodi, per i punti di dispacciamento per unità di produzione rilevante interessate dal rientro in servizio, il prezzo di sbilanciamento sia pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita di energia elettrica accettate nel Mercato del Giorno prima nella zona in cui è localizzato l'impianto;

- con deliberazione n. 175/05, al fine di introdurre la risorsa denominata "stoccaggio di energia per la sicurezza del sistema" fra le tipologie di risorse definite ai sensi dell'art. 8, comma 8.2, lettera a) per l'approvvigionamento del GRTN per il servizio di dispacciamento, per la risoluzione di problematiche inerenti il dispacciamento di energia elettrica sulla rete e la garanzia di adeguati livelli minimi di produzione nelle ore a basso carico.

Alla fornitura di tale risorsa sono abilitate tutte le unità di produzione e pompaggio di particolare rilevanza, identificate dal GRTN nel documento *"Individuazione di una tipologia omogenea di risorse per il servizio di dispacciamento comprensiva delle unità di produzione e pompaggio di particolare rilevanza"*, trasmesso all'Autorità in data 17 giugno 2005 per chiarire le ragioni che hanno portato il Gestore ad assegnare a tali unità, nelle Regole per il dispacciamento di merito economico, uno speciale trattamento in termini di tipologia di risorsa fornitagli nell'ambito del dispacciamento.

Tra le previsioni del provvedimento si segnala l'assoggettamento al controllo del GRTN di una o più unità di produzione e pompaggio nella titolarità di un utente del dispacciamento fino a decorrenza della capacità di produzione e stoccaggio strategica, ai soli fini della definizione delle relative offerte nel mercato elettrico.

L'Autorità ha infine avviato con deliberazione n. 138/05 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.

Il Gestore avrebbe segnalato la necessità di farvi fronte, almeno in attesa del potenziamento della rete elettrica in alcuni punti (in particolare con riferimento alle linee di collegamento tra la Sardegna e la Corsica, la Sardegna e il Continente, e ad alcune zone della Sicilia), definendo limiti massimi zonalì all'energia elettrica immessa da unità di produzione a fonte rinnovabile e misure transitorie per il controllo del livello complessivo di produzione di energia da fonte rinnovabile.

Tali misure sarebbero utili alla salvaguardia della sicurezza di funzionamento della rete e alla minimizzazione dei costi del servizio.

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

Con riferimento alle attività di approvvigionamento del mercato vincolato da parte dell'Acquirente Unico per il 2004, AEM Trading S.r.l. ha partecipato sia alla gara per l'assegnazione di contratti bilaterali a prezzo fisso (300 MW a profilo *base load* a far data dal 1° aprile) sia a quella per l'assegnazione di contratti differenziali, risultando assegnataria di alcuni piccoli lotti.

Con riferimento ai contratti bilaterali sottoscritti con l'AU, nel mese di maggio 2004, AEM Trading S.r.l. ha esercitato la facoltà di recesso, ma l'Acquirente Unico ha considerato nulla la clausola di recesso inserita dal medesimo nel testo contrattuale firmato con AEM Trading S.r.l. e altri operatori e ha avviato il procedimento arbitrale previsto dall'art. 19 del contratto. L'arbitrato è tuttora in corso e si prevede possa concludersi entro il 2005.

In data 25 novembre 2004 l'Acquirente Unico ha avviato la prima selezione di controparti per la stipulazione di contratti differenziali (ovvero contratti a copertura del rischio di prezzo) per il 2005, che si è conclusa senza alcuna assegnazione, in quanto le offerte non hanno consentito la copertura richiesta. L'AU, modificando parzialmente le variabili contrattuali e le procedure di assegnazione, ha quindi indetto due ulteriori aste, in esito alle quali AEM Trading S.r.l. è risultata fornitrice di tali contratti per un totale di 250 MW a profilo *base load* (2.190.000 MWh nozionali). Si precisa che i contratti differenziali per il 2005 sono esclusivamente finanziari, rappresentando un'assicurazione contro il rischio di alti prezzi di acquisto di energia in Borsa da parte dell'AU. Con tali contratti, infatti, l'AU, a fronte della corrispondenza di un premio di assicurazione, ottiene dai produttori la garanzia di ricevere la differenza tra il prezzo di mercato (PUN o prezzo di riferimento) e *strike prices* differenziati a seconda della tipologia contrattuale prescelta quando il PUN è superiore allo *strike price*.

Altri provvedimenti

Con decreto del 25 giugno 2004 il Ministero delle Attività Produttive ha approvato la *Procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli*. Tale Procedura stabilisce le regole di dispacciamento di energia elettrica da seguire in condizioni di limitazione della disponibilità di gas naturale in presenza di emergenze di natura climatica, individuando i soggetti responsabili della sua attuazione.

La Procedura è stata definita su proposta del *Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio del sistema nazionale del gas naturale*, ai sensi del decreto del

Ministero delle Attività Produttive del 26 settembre 2001, e si applicherà anche ad emergenze non connesse al clima, in attesa di provvedimenti più specifici.

A causa dell'eccezionale ondata di freddo che ha colpito il Paese a fine febbraio 2005, con incrementi dei consumi soprattutto del settore civile, stimati intorno al 10-12% rispetto all'anno medio, tale procedura è stata attivata dal Comitato tecnico: lunedì 28 febbraio il sistema è entrato nella fase di "allarme Alfa", e solo quindici giorni dopo, grazie al miglioramento delle condizioni climatiche, il Ministero delle Attività Produttive, su conforme parere del Comitato, ha dichiarato concluso il periodo di emergenza climatica.

Il 9 febbraio 2005, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas hanno chiuso l'indagine conoscitiva congiunta per la verifica dello stato del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica. L'indagine evidenzia che, per quanto concerne l'offerta di energia elettrica nazionale, il processo di dismissione delle Genco non è risultato sufficiente allo sviluppo di operatori che possano effettivamente concorrere con l'operatore dominante. Esistono quindi forti limiti allo sviluppo competitivo sia del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (che può essere suddiviso in quattro macro-zone) sia del mercato dei servizi di dispacciamento.

Peraltro, l'introduzione di meccanismi di mercato quali la Borsa Elettrica potrà favorire, nel medio termine, un assetto competitivo ed una riduzione dei prezzi. Le due Autorità suggeriscono alcune misure da attuare per favorire la competitività, con riferimento sia alla struttura dell'offerta di energia, che al funzionamento del mercato stesso ed all'assetto della domanda.

Vendita di energia elettrica ai clienti finali idonei (AEM Energia S.p.A.)

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.

Con delibera n. 141/05 l'Autorità ha avviato un'istruttoria sul servizio di vendita di energia elettrica ai clienti idonei e sul livello di concorrenza tra esercenti in tale settore, per valutare il livello di concorrenza sia con riferimento alle condizioni economiche praticate ai clienti finali che alle condizioni contrattuali poste alla base del rapporto giuridico tra il cliente finale e l'esercente il servizio di vendita.

Con delibera n. 162/05, l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di un codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica ai clienti ido-

nei finali, in quanto ritiene che l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo a tutti i clienti finali non domestici dall'1 luglio 2004 e ad ogni cliente finale dall'1 luglio 2007 renda necessario assicurare, a tutela dei clienti dotati di minore forza contrattuale, la massima trasparenza, al fine di garantire scelte informate e consapevoli.

Trading di gas naturale (Plurigas S.p.A. AEM Trading S.r.l.)

Tariffe di trasporto e rigassificazione per il primo e il secondo periodo regolatorio

In attuazione della deliberazione n. 120/01, l'Autorità ha approvato con deliberazioni nn. 113/04 e 114/04 le proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 relative ai corrispettivi:

- di trasporto e dispacciamento del gas naturale;
- per l'utilizzo dei terminali di GnL.

Con deliberazione n. 178/05, l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il secondo periodo di regolazione (che avrà una durata di tre anni). Le norme adottate modificano ed integrano le regole definite con deliberazione n. 120/01 per il primo periodo regolatorio, anche in considerazione degli esiti della consultazione in merito svolta a partire dal 20 giugno 2005.

Con deliberazione n. 197/05, in attuazione di tale provvedimento, l'Autorità ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia S.p.A. e determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale che dovranno essere dalla stessa applicate per l'anno termico 2005-2006.

A seguito della consultazione degli operatori, con deliberazione n. 166/05, l'Autorità ha approvato i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto del gas naturale sulle reti nazionale e regionale dei gasdotti per il secondo periodo regolatorio (1° ottobre 2005 - 30 settembre 2009).

Con deliberazioni nn. 179/05 e 204/05, l'Autorità:

- ha approvato le proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto Società Gasdotti Italia S.p.A., Snam Rete Gas S.p.A., Retragas S.r.l., Comunità Montana della Valtellina di Sondrio, e determinato le tariffe per la società Netenergy Service S.r.l.;
- ha approvato le proposte aventi ad oggetto i punti di entrata e uscita dalla rete nazionale di gasdotti presentate dall'impresa maggiore di trasporto.

Con deliberazione n. 204/05, l'Autorità ha inoltre modificato la proposta tariffaria di Snam Rete Gas limitatamente al numero di giorni di massima interruzione per il servizio interrompibile annuale (da 60 a 50 giorni).

Condizioni di accesso al servizio di rigassificazione

Con deliberazione n. 184/04, l'Autorità ha approvato la disciplina contenuta nelle "Condizioni di accesso al servizio di rigassificazione per l'anno termico 2004-2005", predisposta dalla società Gnl Italia S.p.A. (di seguito: Gnl Italia), subordinatamente all'introduzione di alcune modifiche di natura sostanziale.

Ai sensi del disposto dell'art. 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, con deliberazione n. 167/05, a completamento dell'insieme delle regole di garanzia per l'accesso dei terzi alle infrastrutture (sono infatti già state pubblicate quelle relative alle reti di trasporto e distribuzione e agli impianti di stoccaggio), ha invece definito il sistema di garanzie per l'accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto importato via nave (procedure finalizzate a definire il rapporto contrattuale tra impresa di rigassificazione e utenti – individuazione dell'utenza alla quale è tenuta a concedere l'accesso al servizio - e a determinare la capacità di rigassificazione che rileva ai fini dell'esecuzione del contratto) e per l'erogazione dei relativi servizi (condizioni generali del contratto che l'impresa è tenuta a stipulare con i richiedenti).

Altri provvedimenti

A chiusura della consultazione avviata con documento del 24 giugno 2004, con deliberazione n. 6/05 l'Autorità ha disposto che per i punti di consegna nei quali gli utenti si impegnino ad effettuare prelievi prevalentemente nel periodo di minore domanda del mercato (periodo fuori punta, definito come periodo dell'anno compreso tra l'1 maggio e il 31 ottobre), e a tali impegni effettivamente si attenano, l'impresa di trasporto riconosca una riduzione del corrispettivo regionale di capacità pari al 30%.

Con deliberazione n. 41/05, adottata a chiusura della consultazione avviata con documento del 27 dicembre 2004, l'Autorità ha modificato la disciplina dei corrispettivi per il bilanciamento del sistema gas di cui alla deliberazione n. 137/02, con particolare riferimento ai corrispettivi di scostamento, commisurati alla differenza, per ciascun utente (della rete di trasporto) e per ciascun punto di consegna o riconsegna, fra la capacità utilizzata e la capacità conferita giornaliera.

In particolare, si riconosce l'esenzione dal calcolo dei corrispettivi di scostamento per i soggetti che forniscono il gas naturale per il servizio sostitutivo a mezzo carri bombolai (gli utenti della rete di trasporto) limitatamente ai casi di intervento sulle

reti di trasporto e di distribuzione per emergenza di servizio e/o esigenze dei relativi sistemi.

Con deliberazione n. 68/05 l'Autorità ha approvato le proposte di Snam Rete Gas per l'aggiornamento del "Contratto per l'utilizzo del sistema per scambi/cessioni di gas al Punto di Scambio Virtuale" (Contratto) e del documento "Sistema per scambi/cessioni di gas al punto di scambio virtuale – modulo PSV" (Manuale).

Il Contratto e il Manuale costituiscono la disciplina del mercato secondario del gas naturale, definita da Snam e precedentemente integralmente approvata dall'Autorità (con alcune modifiche ed integrazioni adottate con deliberazione n. 180/04).

L'Autorità ha così provveduto all'organizzazione delle procedure per la cessione e lo scambio di capacità e di gas naturale attraverso una piattaforma informatica, primo degli interventi individuati con deliberazione n. 22/04 (*Disposizioni in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas di cui all'articolo 13 della deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 17 luglio 2002, n. 137/02*) ai fini della graduale definizione della disciplina del mercato regolamentato delle capacità e del gas.

Con deliberazione n. 185/05, in seguito alla chiusura della consultazione in materia di regolazione del potere calorifico superiore (PCS) del gas naturale dell'8 giugno 2005, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas definisce nuove norme generali in materia di qualità del gas, finalizzate al rafforzamento della tutela dei clienti finali.

Le disposizioni introdotte sono rivolte alle imprese di trasporto (tra queste non sono coinvolte le imprese di distribuzione), produzione, importazione, stoccaggio, e alle imprese che gestiscono attività di Gnl.

L'AEEG impone la misura del PCS per garantire al consumatore di pagare per mc. di gas sempre lo stesso potenziale energetico, e definisce nove ulteriori parametri di qualità del gas che devono essere misurati dall'impresa di trasporto.

Affinché il gas possa essere immesso nelle reti è necessario siano rispettate particolari specifiche.

Il mancato rispetto di tali previsioni dovrà essere oggetto di comunicazione tempestiva agli utenti coinvolti e potrà essere punito con l'irrogazione di sanzioni da parte dell'Autorità.

Con la delibera n. 190/05, l'Autorità approva le modifiche al codice di rete presentate da Snam ai sensi della previsione contenuta all'art. 29 della delibera n. 138/04, che dispone che le imprese di trasporto di gas presentino all'Autorità proposte di modifica della disciplina di trasferimento di capacità di cui al proprio

codice di rete, finalizzate a consentire che, entro l'inizio dell'anno termico 2005-2006:

- i trasferimenti di capacità presso i punti di riconsegna del sistema di trasporto abbiano efficacia a partire da qualsiasi giorno del mese;
- sia reso minimo il periodo di tempo intercorrente tra il termine ultimo per la presentazione della richiesta e la decorrenza del trasferimento di capacità.

Vendita di gas ai clienti finali (AEM Energia S.p.A.)

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 scegliere quella più vantaggiosa, 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 nella 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.

L'Autorità ha previsto inoltre di verificare il grado di concorrenza del mercato allo scopo di un'eventuale revoca, o modifica, dell'obbligo per i venditori di offrire le condizioni economiche definite in questo provvedimento: il procedimento relativo a tale revisione è stato avviato con deliberazione n. 48/05.

Con deliberazione n. 44/04, è stato definito, per il periodo 1° aprile 2004 – 31 marzo 2005, il valore della componente tariffaria di stoccaggio delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale previste dalla deliberazione n. 138/03. Con riferimento alle condizioni di fornitura di cui alla deliberazione n. 138/03 per il periodo 1° ottobre 2004 – 30 settembre 2005, è stato definito, con deliberazio-

ne n. 154/04, il corrispettivo medio unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale relativo ai conferimenti nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti.

Infine, a seguito di un breve processo di consultazione e di una richiesta di informazioni ai soggetti importatori di gas effettuata con deliberazione n. 188/04 (parzialmente annullata dal TAR), l'Autorità ha emanato la deliberazione n. 248/04, con la quale modifica le modalità di aggiornamento trimestrale della componente materia prima delle condizioni economiche di fornitura di gas di cui alla deliberazione n. 195/02 (con particolare riferimento al paniere di combustibili di riferimento ed all'inserimento di una clausola di salvaguardia).

Avverso tali disposizioni, gli operatori hanno presentato ricorso al TAR della Lombardia, che ha accolto il ricorso, annullando la deliberazione n. 248/04.

L'Autorità ha presentato ricorso in appello al Consiglio di Stato contro tale sentenza.

In considerazione del fatto che le motivazioni della decisione del TAR mettono in discussione i poteri di regolazione dell'Autorità, questa ha anche deciso l'invio di una segnalazione al Parlamento ed al Governo con la quale auspica un intervento ad adiuvandum del Governo stesso nel procedimento di appello e rappresenta l'opportunità di un parallelo intervento, legislativo e di carattere cautelativo, volto a ribadire che la recente legge di riordino del sistema energetico, n. 239/04, non ha limitato i poteri di regolazione dell'Autorità.

Con deliberazioni nn. 106/05, 107/05, 108/05, 109/05, 110/05, l'Autorità ha avviato istruttorie formali nei confronti di Plurigas, Eni, Enel, Energia Spa e Dalmine Energie, che si sono rifiutati di fornire alcuni dei dati richiesti loro in maggio - ai sensi di quanto disposto nella parte della deliberazione n. 188/04 che l'Autorità non ritiene essere stata annullata - relativamente ai prezzi medi mensili di acquisto su base fob nel periodo ottobre 2002 - settembre 2004, in quanto hanno ritenuto che non rientrasse nel potere dell'Autorità richiedere tali dati.

Si segnala infine che il Ministero delle Attività Produttive, in considerazione degli alti prezzi delle materie prime energetiche sui mercati internazionali e della loro incidenza, in particolare, sul mercato del gas nella fornitura ai consumatori, ha istituito, con decreto firmato l'1 luglio, una specifica Commissione d'indagine.

Regolazione del servizio

Con deliberazione n. 37/05 l'Autorità ha dato avvio al procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di determinazione degli obblighi di modulazione, di cui all'articolo 18, comma 2, del D.Lgs. n. 164/00.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Tale articolo dispone che i soggetti che svolgono le attività di vendita offrano ai clienti che alla data del 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo "la disponibilità del servizio di modulazione stagionale e di punta stagionale e giornaliera adeguata alla domanda di un anno con inverno rigido con frequenza ventennale" (gli stoccaggi devono essere adeguati alla copertura della domanda di gas nelle punte stagionali e giornaliere, valutate statisticamente con riferimento ad un arco temporale di 20 anni) e, al comma 2, che l'Autorità "determina gli obblighi di modulazione per il periodo di punta stagionale dell'anno successivo per ciascun comune in funzione dei valori climatici" (per ogni comune, in considerazione della localizzazione geografica e delle caratteristiche climatiche, il fabbisogno sarà differente).

Risultati economici

Di seguito si riportano i principali dati economici delle società operanti nel comparto Mercato al 30 settembre 2005, confrontati con il medesimo periodo dell'esercizio precedente.

3°trim. 2005	3°trim. 2004	Mercato – milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
333,0	305,1	Ricavi	1.402,9	1.315,4
248,4	231,3	– di cui vendite verso terzi	1.006,5	861,4
84,7	73,8	– di cui vendite a società del gruppo	396,4	453,9
321,0	289,8	Costi Operativi	1.305,0	1.197,1
162,4	143,5	– da terzi	645,9	573,3
158,7	146,3	– da società del gruppo	659,1	623,8
3,8	5,0	Costo del lavoro	14,0	15,6
8,2	10,3	Risultato operativo lordo	83,9	102,6
0,8	1,2	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	4,9	4,7
7,4	9,0	Risultato operativo netto	79,0	98,0

I risultati economici del periodo evidenziano una contrazione del risultato operativo lordo di 18,7 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale dinamica è sinteticamente spiegata dai seguenti fattori:

- una forte crescita dei prezzi delle materie prime sui mercati internazionali che ha avuto come effetto un incremento dei costi di acquisto di energia elettrica e di gas a cui è corrisposto solo parzialmente una crescita dei ricavi unitari, con conseguente riduzione dei margini;
- una significativa contrazione dell'energia elettrica prodotta da impianti contrattualizzati (-1.012,4 milioni di kWh), principalmente a causa di indisponibilità non

programmate e dell'anno "magro" dal punto di vista idrologico, che ha conseguentemente indotto una riduzione delle vendite di energia elettrica e la necessità di ricorrere a maggiori acquisti da terzi;

- l'avvio operativo dell'Acquirente Unico a decorrere da aprile 2004, con conseguente annullamento delle vendite di energia elettrica al mercato vincolato caratterizzato da margini mediamente più elevati di quelli del mercato libero.

Settore energia elettrica

Al 30 settembre 2005 AEM Trading S.r.l. ha realizzato un volume d'affari attribuibile al settore elettrico pari a 561,4 milioni di euro (di cui 108 milioni di euro relativi a ricavi intersocietari) con un aumento di 11,9 milioni di euro (+ 2,2%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Tale dinamica è motivata:

- da maggiori ricavi per la vendita di energia elettrica sui mercati all'ingrosso (33,3 milioni di euro), per l'effetto combinato di ricavi medi unitari superiori a quelli rilevati nel medesimo periodo dell'anno precedente e di minore disponibilità di energia elettrica, dovuta alle fermate non programmate degli impianti e alle scelte strategiche di maggior modulazione della produzione;
- dalla riduzione dei ricavi per la vendita di gas ad ASM Brescia (pari a 23,2 milioni di euro) che da settembre 2004 provvede direttamente ad approvvigionarsi del gas naturale necessario alla quota di produzione di energia elettrica della centrale di Cassano d'Adda di propria competenza;
- dall'incremento delle sopravvenienze attive per 1,7 milioni di euro e relative a conguagli per le operazioni svolte sui mercati secondari dell'IPEX.

L'energia elettrica disponibile per le vendite è stata destinata:

- all'Italian Power Exchange (IPEX), operante dal 1° aprile 2004, per 3.013,0 milioni di kWh;
- a clienti idonei grossisti, per 2.998,1 milioni di kWh;
- ad AEM Energia S.p.A., per 1.515,8 milioni di kWh (+6,5%).

Sino al 31 marzo 2004, AEM Trading S.r.l. aveva venduto 1.404,6 milioni di kWh a copertura del mercato vincolato di AEM Elettricità S.p.A. e 832,7 milioni di kWh per la copertura della domanda dei clienti vincolati nell'ambito del cosiddetto STOVE. Con l'entrata in funzione dell'Acquirente Unico, tale facoltà è stata preclusa alla società che ha pertanto perso l'accesso al mercato vincolato che normalmente esprime tariffe unitarie superiori ai prezzi del mercato libero.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Al 30 settembre 2005 i costi operativi hanno subito un incremento rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente pari a 22,6 milioni di euro, principalmente a causa di:

- maggiori oneri di sistema (certificati verdi, diritti per l'operatività sull'IPEX e sui mercati esteri, oneri di trasporto e CCT) per 5,3 milioni di euro;
- maggiori costi di approvvigionamento di energia elettrica (prevalentemente acquistata sull'IPEX) per 28,9 milioni di euro, dovuti sia alle fermate non programmate degli impianti contrattualizzati che alle scelte di modulazione degli impianti, volte a massimizzare i margini economici in relazione alle dinamiche dei prezzi dell'energia sul mercato all'ingrosso;
- maggiori sopravvenienze passive per 7,3 milioni di euro relative principalmente a conguagli per operazioni svolte sui mercati dell'IPEX nel corso dell'esercizio 2004;
- minori costi per la contrattualizzazione degli impianti di produzione termoelettrici, per effetto delle fermate non programmate verificatesi nel primo semestre del 2005 (4 milioni di euro);
- minori costi di combustibile, nonostante la dinamica crescente dei prezzi, per effetto della minore produzione di energia elettrica prodotta rispetto al medesimo periodo dell'esercizio 2004, per 15,6 milioni di euro.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, il risultato operativo lordo di AEM Trading S.r.l. è risultato pari a 56,8 milioni di euro (68 milioni di euro al 30 settembre 2004) con una flessione del 16,5%.

Al 30 settembre 2005 AEM Energia S.p.A. ha realizzato ricavi attribuibili al settore elettrico pari a 113,2 milioni di euro, con un incremento rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente pari a 6,5 milioni di euro.

Nel periodo in esame le vendite a clienti finali idonei sono risultate pari a 1.455,5 milioni di kWh (1.344,9 milioni di kWh al 30 settembre 2004).

Il risultato operativo lordo risulta pari a 1,5 milioni di euro (5,6 milioni di euro al 30 settembre 2004). La flessione del risultato operativo lordo è da attribuirsi alla crescita dei costi medi unitari di approvvigionamento, a cui è corrisposto solo parzialmente un incremento dei ricavi medi di vendita (2 milioni di euro) e a maggiori sopravvenienze rilevate nel periodo in esame (2,2 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo del 2004.

La tabella seguente sintetizza le disponibilità produttive e le relative vendite di energia elettrica operate da AEM Trading S.r.l. e AEM Energia S.p.A.:

3°trim. 2005	3°trim. 2004	milioni di kWh	30.09.2005	30.09.2004	Var. % 05/04
1.928,6	2.183,0	Dispon. netta da imp. Contrattual.	6.076,8	7.089,1	(14,3)
104,6	335,8	Acquisto energia da altri produttori	312,8	947,9	(67,0)
661,2	-	- Acquisto da Mercato Elettrico Italiano	1.164,5	-	-
2.694,4	2.518,7	Totale Disponibilità	7.554,0	8.037,0	(6,0)
-	-	- Vendite a distributori per mercato vincol.	-	1.404,6	(100,0)
1.453,6	1.820,8	Vendite a clienti idonei finali e grossisti	4.453,6	5.226,8	(14,8)
1.210,1	672,8	Vendite a Mercato Elettrico Italiano	3.013,0	1.329,8	100,0
30,8	25,1	Perdite ed autoconsumi	87,4	75,8	15,3
2.694,4	2.518,7	Totale Vendite	7.554,0	8.037,0	(6,0)

Settore gas

Al 30 settembre 2005 AEM Energia S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l. hanno realizzato ricavi per 275,4 milioni di euro, di cui 4,3 milioni di euro relativi a ricavi intersocietari, con un incremento di 12,7 milioni di euro (+4,8%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente.

L'incremento dei ricavi è principalmente attribuibile alla crescita dei ricavi unitari per metro cubo commercializzato, per effetto dell'aumento dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali. Il bilancio al 30 settembre 2005 incorpora inoltre tra gli altri ricavi, sopravvenienze attive per 6,1 milioni di euro, principalmente inerenti i conguagli effettuati da AEM Energia S.p.A. ai propri clienti e relativi ai consumi di anni precedenti. Tali conguagli conseguono alla definizione, da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di nuovi livelli tariffari, a conclusione di un lungo iter giudiziario.

Il risultato operativo lordo è risultato pari a 20,6 milioni di euro ed evidenzia una riduzione di 4,6 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio 2004. Tale contrazione è dovuta in parte ai minori volumi venduti ed in parte alla riduzione dei margini unitari conseguente all'aumento dei costi di approvvigionamento del gas, a cui non è corrisposto un analogo incremento dei ricavi unitari, per una maggiore isteresi delle formule di indicizzazione.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Le vendite di gas ai clienti finali di AEM Energia S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l. sono risultate pari complessivamente a 706,8 milioni di metri cubi (752,3 milioni di metri cubi al 30 settembre 2004).

Al 30 settembre 2005, i clienti serviti da AEM Energia S.p.A. e Serenissima Energia S.r.l. risultano pari a circa 856.000 unità (874.200 unità nel medesimo periodo dell'esercizio precedente). Nel corso dei primi nove mesi del 2005, AEM Trading S.r.l. ha realizzato ricavi per vendite di gas pari a 165,7 milioni di euro (+22,1%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Le vendite complessive di gas sono risultate pari a 712,1 milioni di metri cubi (-1,0%) rispetto al medesimo periodo del 2004), di cui 670,1 milioni di metri cubi destinati ad AEM Energia S.p.A..

Al 30 settembre 2005 Plurigas S.p.A. presenta, per la quota di competenza di AEM S.p.A. (40%), un volume d'affari pari a 198,5 milioni di euro, in aumento di 16,5 milioni di euro (+9,1%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Il risultato operativo lordo di competenza è pari a 9 milioni di euro, in aumento rispetto al risultato del medesimo periodo dell'esercizio precedente (+2,4 milioni di euro).

Settore calore

Nel corso dei primi nove mesi del 2005 AEM Calore & Servizi S.p.A. ha realizzato ricavi per 77,2 milioni di euro (+8,2% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente), di cui 13,1 milioni di euro relativi a ricavi intersocietari. Il risultato operativo lordo risulta pari a 5,8 milioni di euro (4,8 milioni di euro nel 2004).

Con decorrenza 1° aprile 2005, si è perfezionata la cessione del ramo di azienda relativo al settore "Area Nazionale" di AEM Calore & Servizi S.p.A. a favore della Società Cofathec Servizi S.p.A.. Il conto economico della società al 30 settembre 2005 include pertanto il ramo d'azienda ceduto solo per i primi tre mesi dell'anno. Le vendite di calore sono risultate pari a 256 milioni di kWh termici con un incremento del 8,9% rispetto al 2004.

Al 30 settembre 2005 AEM Trading S.r.l. ha realizzato ricavi per 15,5 milioni di euro, di cui 11,9 milioni di euro relativi a ricavi intersocietari, con un incremento di 4,3 milioni di euro (+38,1%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Rientrano in tale comparto di attività le seguenti società:

- **AEM S.p.A. - Corporate** responsabile dello sviluppo del business, dell'indirizzo strategico, della pianificazione, del controllo della gestione finanziaria e del coordinamento delle attività del Gruppo AEM.

La capogruppo AEM S.p.A. fornisce inoltre alle società controllate e alla quasi totalità delle società collegate servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, di gestione del personale 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.

La capogruppo AEM S.p.A. concede inoltre alle società del Gruppo, 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 del Gruppo, sia per terzi, svolgendo le attività di call center, back office-front office, rilievo consumi e fatturazione.

Risultati economici

La tabella seguente sintetizza i principali risultati economici relativi alle società operanti nel comparto Servizi al 30 settembre 2005, confrontati con il medesimo periodo dell'esercizio precedente.

I ricavi e i costi operativi presentano, al netto dell'iscrizione per cassa dei dividendi delle controllate, un decremento conseguente, da un lato, al processo di riorganizzazione che ha comportato il trasferimento alle società operative di parte dei costi precedentemente sostenuti dalla Capogruppo, dall'altro, agli effetti del deconsolidamento della società Zincar S.r.l..

Il risultato operativo lordo è risultato positivo per 99,3 milioni di euro (46,5 milioni di euro al 30 settembre 2004). Gli ammortamenti risultano pari a 7,9 milioni di euro (7,7 milioni di euro al 30 settembre 2004), mentre gli accantonamenti si attestano a 17,6 milioni di euro (0,6 milioni di euro al 30 settembre 2004) e si riferiscono principalmente ad accantonamenti a fondi rischi specifici relativi sia al rischio connesso al contenzioso in atto con alcuni enti locali, sia al rischio connesso al contenzioso aperto con Istituti Previdenziali. Per effetto di tali dinamiche il risultato operativo netto si è attestato a 73,8 milioni di euro (38,2 milioni di euro alla chiusura del medesimo periodo dell'esercizio precedente).

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

3°trim. 2005	3°trim. 2004	Servizi – milioni di euro	30.09.2005	30.09.2004
21,0	22,6	Ricavi	181,1	132,3
0,6	0,7	– di cui verso terzi	2,9	4,8
20,4	21,9	– di cui verso società del Gruppo	63,1	70,5
		– di cui dividendi	115,1	57,0
18,2	18,6	Costi operativi	53,4	60,4
15,5	14,7	– da terzi	44,9	46,6
2,7	3,9	– da società del Gruppo	8,5	13,8
9,3	7,7	Costo del lavoro	28,4	25,4
-6,5	-3,7	Risultato operativo lordo	99,3	46,5
3,4	3,2	Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	25,4	8,3
-10,0	-6,9	Risultato operativo netto	73,8	38,2

Nel corso dei primi nove mesi dell'esercizio 2005 AEM Service S.r.l. presenta ricavi per 19,1 milioni di euro, con un incremento di 0,9 milioni di euro (+4,9%) rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente, e un risultato operativo lordo pari a 0,8 milioni di euro, in flessione di 1,6 milioni di euro rispetto al 30 settembre 2004.

I ricavi di AEM S.p.A. verso società del Gruppo per l'erogazione di servizi risultano pari a 44,6 milioni di euro e presentano una diminuzione di 8,1 milioni di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente. Inoltre, come previsto dai principi IAS/IFRS, sono stati iscritti tra gli altri ricavi operativi i proventi da dividendi verso controllate per 115,1 milioni di euro (57,0 milioni di euro al 30 settembre 2004).

In data 9 marzo 2005 AEM S.p.A. ha ceduto al Comune di Milano il 51% della società Zincar S.r.l. e, in data 16 giugno 2005, ha ceduto un ulteriore 12% del capitale all'Unione del Commercio del Turismo dei Servizi e delle Professioni della Provincia di Milano.

Gli investimenti del comparto Servizi ammontano a 8,7 milioni di euro e si riferiscono principalmente ai lavori eseguiti sui fabbricati aziendali, all'acquisto di attrezzature, mobili, arredi e beni strumentali e ad interventi sui sistemi informativi e sulle reti telematiche.

Azioni proprie

Come previsto dall'articolo 2428 del codice civile, si precisa che AEM S.p.A. possiede al 30 settembre 2005 n. 14.841.850 di azioni proprie, acquistate interamente nel corso dell'esercizio 2004. Le società controllate e le società collegate non possiedono al 30 settembre 2005 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.

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 costituissero 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 2004.

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 2004. Il 15 marzo 2005 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. E' 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 2004 e sta provvedendo 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 dicembre 2004 dalla Camera e definitivamente approvato dal Senato in data 13 aprile 2005 (art. 27, L. 18 aprile 2005, 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. 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 ricorda, in particolare, che il comma 5 di tale articolo prevede che *"l'Agenzia delle Entrate provvede [...] entro e non oltre i sei mesi successivi al termine di cui al comma 2 (i.e. sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge in esame),*

alla notifica di avvisi di accertamento contenenti la determinazione delle imposte corrispondenti all'aiuto vietato, e dei relativi interessi [...]".

In questi termini, pare evidente che si tratta di un accesso necessario per operare l'indispensabile 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.

Qualora tutti gli strumenti di tutela giurisdizionale, dovessero avere esito negativo, è ragionevole ritenere 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.

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 funzioni, entrambe alle dirette dipendenze del CFO del Gruppo.

L'*Energy Risk Management* (ERM) 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), la Direzione Finanza ed Amministrazione gestisce il rischio di tasso e il rimanente rischio di cambio che risulta essere marginale rispetto a quello gestito dalla funzione ERM.

1) I fattori di rischio nel mercato energetico: rischio di prezzo (*commodity*)

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 di carattere creditizio relativo alla controparte.

Nel gennaio 2004, il Gruppo AEM si è dotato di una propria "Energy Risk Policy" (ERP), 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 (CR) 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 CFO 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 ERP.

Il CFO del Gruppo, nell'ambito della strategia di gestione del rischio approvata dalla CR, 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 ERP.

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 il limite entro l'ambito stabilito dalla ERP. La valutazione a *fair-value* delle coperture del Gruppo AEM in essere al 30 settembre 2005 era positivo per 5.338,0 migliaia di euro. Il risultato realizzato durante i primi nove mesi dell'anno 2005 è stato positivo per 10.079,0 migliaia di euro mentre la valutazione del derivato su *commodity* della società collegata Plurigas S.p.A. ha comportato un onere di 19.884,4 migliaia di euro compensato da un maggior valore attribuito al magazzino combustibili di pari importo.

L'importo nozionale dei contratti di copertura ancora in essere al 30 settembre 2005 per *Commodity* è pari a USD 12.117.510, e pari a USD 80.250.000 a copertura del rischio di variazione del cambio euro-dollaro.

2) Il rischio di tasso ed il rischio di cambio residuale

- Il rischio di tasso dipende dall'effetto economico sull'investimento finanziario rispetto all'andamento dei tassi di interesse dei mercati.
- Il rischio di cambio è il rischio legato alla possibilità di conseguire perdite economiche in base ad una variazione sfavorevole dei tassi di cambio.

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.

Al 30 settembre 2005 la struttura dei finanziamenti a medio e lungo termine del Gruppo AEM era la seguente:

- il 32% era rappresentato da finanziamenti a tasso variabile;
- l'1% era rappresentato da finanziamenti a tasso fisso;
- il 67% dei finanziamenti era coperto, ancorché tale copertura non soddisfaceva pienamente il test di efficacia.

I finanziamenti oggetto di copertura erano così costituiti:

- prestito obbligazionario del valore nominale di 500 milioni di euro, scadenza 30 ottobre 2013, con cedola annuale fissa al 4,875%;
- finanziamento della Cassa Depositi e Prestiti, debito residuo al 30 settembre 2005 pari a 339 milioni, a tasso variabile (media dell'Euribor a sei mesi rilevato nel mese di novembre e di maggio).

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 e la media dell'Euribor, in un tasso variabile all'interno di un *collar* 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.

Al 30 settembre 2005 il risultato economico della valutazione al *fair value* delle coperture valutate era pari a circa 50,8 milioni di euro (positivo) per il Prestito Obbligazionario e un milione di euro (negativo) per la Cassa Depositi e Prestiti.

Il *fair value* del prestito obbligazionario, applicando la metodologia del "*Fair Value Option*", al 30 settembre 2005, era pari a circa 546,6 milioni di euro.

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.

3) Gestione e tipologia rischi Gruppo Delmi/Gruppo Edison

Gestione e tipologia dei rischi finanziari

L'attività del Gruppo Edison è esposta a diverse tipologie di rischi finanziari 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 sua attività di "gestione del rischio" mentre non vengono generalmente utilizzati e detenuti strumenti derivati o similari 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, 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 Tecnimont e Edipower, che provvedono autonomamente alla gestione dei rischi.

Rischio tassi d'interesse

La strategia del Gruppo Edison 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 30 settembre 2005 si può quantificare in circa il 40% dell'esposizione totale del Gruppo.

Sono state coperte le posizioni più significative a medio/lungo termine e, principalmente, le operazioni finanziarie relative alle emissioni di prestiti obbligazionari e ai finanziamenti di progetto. La parte restante è a breve termine.

Rischio valutario

Fatta eccezione per quanto successivamente riportato nell'ambito del "rischio prezzo", il Gruppo Edison 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 Edison 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 innanzi tutto 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 sulle 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, la 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 Edison 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 Edison. 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 se il fabbisogno finanziario del Gruppo è assicurato dalla provvista di lungo termine, raccolta per lo più attraverso il mercato obbligazionario (circa il 65% dell'indebitamento totale), una quota consistente delle linee di credito è dedicata a garantire la necessaria flessibilità finanziaria, minimizzando gli effetti indesiderati di uscite straordinarie.

Derivati

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.

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.

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

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 "Total Return Hedging Equity Swap" relativa a 6.890.000 azioni finalizzata alla copertura del rischio di variazione dei prezzi di mercato delle azioni stesse.

Struttura Copertura Cassa depositi e Prestiti

Nozionale:	Euro 423.494.657,25 in ammortamento
AEM riceve:	6 mesi Euribor secondo formula CDDP (media di maggio/novembre) pagato semestralmente eff/360
AEM paga:	se l'Euribor 6 (*) mesi fissa al di sotto del 2,17% (**): 2,17% se l'Euribor 6 mesi fissa al di sopra del 2,17% e al di sotto del 4,36%: Euribor 6 mesi se l'Euribor 6 mesi fissa al di sopra del 4,36%: 4,36% se l'Euribor 6 mesi fissa al di sopra del 5,40%: 5,40%

(*) L'Euribor a 6 mesi viene rilevato in advance o in arrears a secondo delle controparti.

(**) I valori del floor, cap e della barriera sono dati medi dei livelli contrattualizzati con le diverse controparti.

Struttura Copertura Prestito Obbligazionario

Nozionale:	Euro 500.000.000
AEM riceve:	tasso fisso annuale pari a 4,475%
AEM paga:	se l'Euribor 6 (*) mesi fissa al di sotto del 2,87% (**): 2,87% se l'Euribor 6 mesi fissa al di sopra del 2,87% e al di sotto del 5,13%: Euribor 6 mesi se l'Euribor 6 mesi fissa al di sopra del 5,13%: 5,13% se l'Euribor 6 mesi fissa al di sopra del 6,50%: 6,50%

(*) L'Euribor a 6 mesi viene rilevato in arrears.

(**) I valori del floor, cap e della barriera sono dati medi dei livelli contrattualizzati con le diverse controparti.

Struttura Copertura Prestito Titoli AEM Torino

Nozionale:	Euro 13.159.900
AEM riceve:	2,47%
AEM paga:	2,57%

Il settlement del derivato avverrà in un'unica soluzione il 24 maggio 2006.

Come previsto dai contratti di finanziamento stipulati in data 9 agosto 2003, Edipower S.p.A. ha provveduto a sottoscrivere degli accordi per la copertura del rischio derivante dalle possibili fluttuazioni del tasso di interesse che verrà pagato alle banche finanziatrici.

Sono stati stipulati 10 contratti di copertura del rischio variazione del tasso di interesse con 10 tra le banche finanziatrici ciascuno per un valore nozionale di euro 176.000.000 con le seguenti caratteristiche:

Struttura Copertura Finanziamento Edipower

Nozionale:	Euro 1.760.000.000 (*)
Edipower riceve:	Euribor 3 mesi puntuale
Edipower incassa:	Dal 12/9/03 - al 12/09/05: Euribor 12 mesi + 0,15% fissato trimestralmente in arrears all'interno di un Collar Caratteristiche Collar: Floor 2,50% Cap 4,30%
	Dal 12/9/05 - al 12/09/08: CMS 5 anni fissato trimestralmente in arrears all'interno di un Collar Caratteristiche Collar: Floor 3,00% Cap 4,26% per trade effettuati il 04/09/03
	Dal 12/9/05 - al 12/09/08: CMS 5 anni fissato trimestralmente in arrears all'interno di un Collar Caratteristiche Collar: Floor 3,00% Cap 4,18% per trade effettuati il 05/09/03

(*) Il nozionale coperto si riferisce al 100% del finanziamento Edipower e non alla quota AEM.

Derivati Gruppo Delmi/Gruppo Edison

Bond Edison - 500 milioni di euro (2004-2011), cedola Euribor 3mesi+60 b.p.

Sono state poste in essere due operazioni di copertura di seguito descritte:

Nozionale:	Euro 200.000.000
Edison riceve:	Euribor 3 mesi act/360
Edison paga:	3,59% trimestrale act/360 Scadenza 2009

Nozionale:	Euro 300.000.000
Edison riceve:	Euribor 3 mesi act/360
Edison paga:	Euribor 12 mesi+28 b.p. trimestralmente (rilevato posticipatamente) se la rilevazione è compresa tra il 2,20% e il 3,67%. se inferiore al 2,20% paga il 3,55%. se superiore al 3,67% paga il 3,95% Scadenza 2009

Bond Edison - 700 milioni di euro (2003-2010), cedola 5,125%

È stata posta in essere un'operazione di copertura di seguito descritta:

Nozionale:	Euro 350.000.000
Edison riceve:	5,19% annuale act/act unj
Edison paga:	Euribor 6 mesi+92 b.p. act/360 (rilevato posticipatamente) Scadenza 2010

Bond Edison - 830 milioni di euro (2002-2007), cedola Euribor 6 mesi + 75 b.p. 30/360 unj

Sono state poste in essere tre operazioni di copertura di seguito descritte:

Nozionale:	Euro 255.000.000
Edison riceve:	Euribor 6 mesi+75 b.p. 30/320 unj
Edison paga:	Euribor 6 mesi+112,5 b.p. (rilevato posticipatamente) act/360 se la rilevazione è compresa tra il 3,10% e il 5,00%. se inferiore al 3,10% paga il 5,625%. se superiore al 5,00% paga il 6,125% Scadenza 2007

Nozionale:	Euro 242.000.000
Edison riceve:	Euribor 6 mesi+75 b.p. 30/320 unj
Edison paga:	Euribor 6 mesi+112,5 b.p. (rilevato posticipatamente) act/360 se la rilevazione è compresa tra il 2,90% e il 5,00%. se inferiore al 2,90% paga il 5,625%. se superiore al 5,00% paga il 6,125% Scadenza 2007

Nozionale:	Euro 332.000.000
Edison riceve:	Euribor 6 mesi+75 b.p. 30/320 unj
Edison paga:	Euribor 6 mesi+112,5 b.p. act/360 Scadenza 2007

Contratti differenziali

Contratti differenziali per l'anno 2005 con opzioni 2006 e 2007 con Acquirente Unico S.p.A.

L'Acquirente Unico (Società per azioni a capitale pubblico a cui è affidato il compito di assicurare la fornitura di energia elettrica a prezzi competitivi e in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, ai clienti vincolati) nel Dicembre 2004 ha bandito una serie di aste a cui potevano partecipare le aziende fornitrici di energia elettrica. Le aste erano finalizzate alla copertura del rischio prezzo dell'energia elettrica insistente sul fabbisogno dell'Acquirente Unico. I contratti offerti erano di cinque tipi differenti (CfD Carbone, CfD Gas 1, CfD olio, CfD Gas 2, CfD Picco) per un totale nozionale di 18.175 MW. I contratti includevano un'opzione di rinnovo per il 2006 e il 2007, ad eccezione del contratto "CFD Picco".

La società AEM Trading S.r.l. del Gruppo AEM si è aggiudicata per l'anno 2005 complessivamente 250 MW così suddivisi: 25 MW contratto denominato "CfD Carbone", 75 MW contratto denominato "CfD Gas 1", 50 MW contratto denominato "CfD Olio", 75 MW contratto denominato "CfD Gas 2" e 25 MW contratto denominato "CfD Picco". Questi contratti si configurano per il Gruppo AEM come una vendita di un'opzione con esercizio orario a fronte della quale AEM Trading S.r.l. ha incassato dei premi che variano in funzione del tipo di contratto, ma è tenuta a pagare il differenziale se positivo tra lo *strike* (che varia in funzione del contratto) e il Prezzo Unico Nazionale orario della Borsa Italiana dell'energia elettrica (IPEX). Il valore degli *strike* è denominato in €/MWh ed è indicizzato a dei panieri di combustibili, ad eccezione del contratto denominato "CfD Picco" in cui lo *strike* è fisso e pari a 105 €/MWh. L'indicizzazione degli *strike* è considerata rappresentativa del costo combustibile di diverse tecnologie produttive. In data 28 giugno 2005 AEM Trading S.r.l. ha esercitato l'opzione di rinnovo per il 2006 dei contratti CfD per una potenza nozionale totale di 144 MW così suddivisa: 54 MW contratto denominato "CfD Gas 1", 36 MW contratto denominato "CfD Olio" e 54 MW contratto denominato "CfD Gas 2". Per effetto di tale rinnovo, così come previsto dal contratto di sottoscrizione degli stessi, il premio percepito da AEM si è ridotto del 5% rispetto al livello fissato per l'anno 2005.

Questi contratti sono contratti di copertura economica per il Gruppo AEM, in quanto congiuntamente alla vendita di energia elettrica sull'IPEX garantiscono una vendita ad un prezzo remunerativo dei costi di produzione. I loro effetti sono esposti tra i ricavi e i costi. Si segnala che la tipologia di strumento finanziario non consente di configurarli come strumento di *hedge accounting* secondo gli IAS/IFRS. Inoltre per la loro valutazione al *fair value*, in assenza di una curva *forward* di mercato, sono state effettuate delle stime interne, riportate nella seguente tabella, utilizzando modelli basati sulla best practice di settore, al solo fine di individuare possibile effetti negativi da recepire a conto economico.

Contratti differenziali di copertura CCT

Nel mese di Dicembre 2004 il *Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale* (GRTN) dell'energia elettrica ha bandito un'asta per l'assegnazione di strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC). Tale corrispettivo orario è determinato dalla differenza tra il prezzo medio zonale della zona di immissione dell'energia e il prezzo medio nazionale. AEM è caratterizzata per una presenza degli impianti produttivi soprattutto nella zona nord del paese, dove storicamente i prezzi orari della borsa elettrica sono risultati inferiori rispetto alla media nazionale. Pertanto secondo il meccanismo di pagamento della capacità di trasporto, AEM è normalmente tenuta a pagare il dif-

ferenziale tra tali prezzi. Per ridurre il rischio di esposizione a tale differenziale, AEM ha sottoscritto i sopra citati contratti di copertura per un totale di 170 MW sul periodo tra Gennaio 2005 e Dicembre 2005, oltre a 10 MW per il solo Gennaio 2005 e 30MW per il solo Giugno 2005.

In seguito alla sottoscrizione di tali contratti AEM paga alla società emittente GRTN un corrispettivo orario e riceve o paga il differenziale tra prezzo medio nazionale e prezzo medio zonale a cui si riferiscono, a seconda che tale differenziale sia positivo o negativo. Inoltre per la loro valutazione al *fair value* si è dovuto adottare un modello algoritmico di previsione dei prezzi orari della borsa elettrica, e pertanto il calcolo risulta determinato dalle assunzioni sottostanti a tale modello. Per questo motivo, la stima è stata effettuata al solo fine di individuare possibili effetti negativi da recepire a conto economico.

Essendo contratti stipulati con finalità di copertura economica, i loro effetti sono esposti tra i ricavi e i costi.

Alla data del 30 Settembre 2005, le valutazioni al *fair value* negative, inerenti i contratti differenziali sopradescritti, sono state recepite nel conto economico, mentre quelle positive, prudenzialmente, non sono state rilevate. Le valutazioni negative sono state pari a 1.141 migliaia di euro.

Covenants

Finanziamento 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-.

La società verifica i parametri di cui sopra, su base continuativa per tutta la durata del contratto e li comunica alla Banca Agente con cadenza semestrale contestualmente alla consegna del bilancio.

Il finanziamento è a tasso variabile, il relativo onere finanziario è costituito dall'euribor maggiorato di uno *spread* variabile.

Lo *spread* è determinato in funzione del rapporto IFIN/Margine Operativo Lordo calcolato sui dati consolidati della Società e risultante dall'ultimo bilancio annuale o semestrale di volta in volta disponibile.

Per IFIN si intende l'ammontare dei debiti fruttiferi di interessi sotto qualsiasi forma, e senza duplicazione, le garanzie e gli impegni di ogni genere che daranno o potranno dare luogo a un esborso di denaro (per esempio fideiussioni, lettere di patronage a carattere impegnativo - con l'eccezione in entrambi i casi di quelle prestate nell'interesse delle società che compaiono nel bilancio consolidato della società - firme di effetti di natura finanziaria, impegni di acquisto o di pagamento anche solo su richiesta della controparte, garanzie pro solvendo su crediti futuri e simili) dedotte le seguenti attività purché liberamente disponibili: depositi di denaro e in cassa, titoli di stato emessi da Paesi appartenenti all'OCSE.

Le variazioni dello *spread* in funzione del rapporto IFIN/MOL saranno valutate ed applicate con cadenza semestrale. Nel caso in cui il rapporto raggiunga il livello di 6,5, lo *spread* sull'euribor si incrementerebbe, al massimo, dello 0,15% per anno.

Finanziamento da 100 milioni di euro a tasso variabile con scadenza settembre 2012

E' 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 Long Term non inferiore ad "A-" da Fitch Inc, "A3" da Standards & Poor's Corporation ed "A-" da Moody's Investor Services Inc.

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.

Il finanziamento è a tasso variabile, il relativo onere finanziario è costituito dall'euribor maggiorato di uno *spread*.

Finanziamento da 85 milioni di euro a tasso variabile con scadenza giugno 2018

E' prevista una clausola di Credit Rating; in particolare vi è l'impegno di AEM S.p.A. a mantenere per tutta la durata del finanziamento un rating a lungo termine non inferiore a "Baa3" indicato da Moody's Investor Services Inc e/o "BBB-" indicato da Standards & Poor's Corporation e/o da Fitch Inc.

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.

Il finanziamento è a tasso variabile, il relativo onere è costituito dall'euribor maggiorato di uno *spread*.

Per tutti i finanziamenti sopra descritti la banca si riserva la facoltà di esigere il prestito prima della scadenza qualora la società non rispetti i *covenants* previsti.

Si evidenzia che il Gruppo 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.

Finanziamento di Edipower S.p.A. da 2.300 milioni di euro a tasso variabile con scadenza Settembre 2008

I *covenants* finanziari di Edipower S.p.A. relativamente al finanziamento in Pool, si riferiscono al rapporto tra margine operativo lordo ed oneri finanziari, al rapporto tra indebitamento netto e margine operativo lordo e, ad un livello minimo di margine operativo lordo.

Covenants Gruppo Delmi/Gruppo Edison

Per quanto concerne il debito consolidato del Gruppo Edison, va segnalato che eventuali peggioramenti nel rating di Edison 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. I rapporti di bilancio sotto osservazione si riferiscono al margine operativo lordo, in relazione all'indebitamento netto ed agli oneri finanziari.

Infine, con specifico riferimento al finanziamento di Edipower, anche qui l'eventuale declassamento di Edison, o la mancanza di rating, non determinano alcun obbligo in capo al prestatore. Ciò detto, se Edison perdesse il rating minimo associato all'*investment grade*, avrebbe l'unico vincolo di sottoporsi al rispetto di dati *financial covenants*. Ma anche se questi ultimi fossero violati, dopo un periodo, scatterebbe in capo ad Edison l'obbligo di contribuire agli impegni di sottoscrizione rappresentati dal *Completion Equity Contribution Agreement* e dal *Repowering Equity Contribution Agreement*.

Concessioni del Gruppo AEM

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 10.11.2004 "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 31.12.2011.

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

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

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.

Concessioni Gruppo Delmi/Gruppo Edison

La seguente tabella riporta le principali concessioni ottenute:

Idroelettrico

Concessione	Autorità	Scadenza
CURON	D.I. n° 3142 del 16.07.1960	15.07.2020
LASA	D.I. n° 2221 del 03.06.1958	06.02.2011
GLORENZA (G. Donegani)	Autorizzazione provvisoria all'esercizio rilasciata dalla Provincia Autonoma di Bolzano con foglio condizioni di Rep. N. 19423 del 03.11.2000.	13.11.2005
CASTELBELLO	Autorizzazione provvisoria all'esercizio rilasciata dalla Provincia Autonoma di Bolzano con foglio condizioni di Rep. N. 19423 del 03.11.2000.	13.11.2005
MARLENGO	D.I. del 5 novembre 1998.	17.11.2016
PRATI DI VIZZE	D.I. del 5 novembre 1998.	17.11.2016
BRUNICO	D.I. n° 1562 del 23.06.1964.	05.03.2014
PONTE GARDENA (C. Castellani)	D.I. del 5 novembre 1998.	25.05.2019
PREMESA	D.I. del 5 novembre 1998.	29.11.2020
S. GIUSTINA	Autorizzazione rilasciata dalla Provincia Autonoma di Trento con Determinazione del Dirigente n. 214 del 23.12.2002.	31.07.2008
TAIO	Decreto n° 953/24 dalla Sottoprefettura di Cles (TN) del 30.04.1923 e D.I. n° 370 del 26.02.1968	31.07.2008
MOLLARO	Autorizzazione rilasciata dalla Provincia Autonoma di Trento con Determinazione del Dirigente n. 191 del 11.12.2002.	03.09.2017
MEZZOCORONA	D.I. del 5 novembre 1998.	03.09.2017
POZZOLAGO	Concessione n° 020217 rilasciata dalla Provincia Autonoma di Trento il 02-10-1995	31.12.2016
SONICO (A.Covi)	D.I. del 30 luglio 1997	12.05.2016
CEDEGOLO	D.P.R. 26 settembre 1954 N° 2945 - Per effetto del D.Lgs. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
CIVIDATE (F.Benedetto)	D.I. 30 luglio 1997.	12.10.2016
GANDA	D.P.R. n° 1488 del 30.06.1954.	29.06.2014
BELVISO	D.P.R. n° 2562 del 29.07.1949 - Per effetto del D.Lgs. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010	31.12.2010
PUBLINO	D.P.R. n° 950 del 11.04.1955.	30.06.2009
ZAPPELLO	Decreto n° 959 del 27.01.2005 della Regione Lombardia	31.12.2017

Concessione	Autorità	Scadenza
VEDELLO	Decreto n° 959 del 27.01.2005 della Regione Lombardia.	31.12.2017
ARMISA	Decreto n° 959 del 27.01.2005 della Regione Lombardia.	31.12.2017
VENINA	Decreto n° 959 del 27.01.2005 della Regione Lombardia.	31.12.2017
CAMPO	D.I. n° 124 del 04.02.1976 - Per effetto del D.Lgs. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
ALBANO	D.I. n° 904 del 02.09.1974.	05.07.2019
CALUSCO (G. Semenza)	D.I. del 30 luglio 1997.	31.10.2012
PADERNO (A. Bertini)	D.I. del 30 luglio 1997.	31.10.2012
ROBBIATE (C. Esterle)	D.I. del 30 luglio 1997.	31.10.2012
BATTIGGIO	R.D. n° 5719 del 03.07.1930 - Per effetto del D.Lgs. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
PIEVE VERGONTE	Rinnovo della concessione con determinazione n° 86 del 01.04.2004 della Provincia del Verbano Cusio Ossola.	02.03.2028
FARIGLIANO	R.D. 23 febbraio 1942 N° 7589 - Per effetto del D.L. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
ROCCHETTA	DPR n. 2993 del 11.03.1953 - Per effetto del D.L. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
TEGLIA	DPR n. 2993 del 11.03.1953 - Per effetto del D.L. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
PENTIMA	Concessione n. 1075 del 2.7.1982 - assentita a Terni - Società per l'industria e l'elettricità S.p.A. con D.I. 16.11.82 n. 2601 (è in corso il trasferimento ad Edison). Per effetto del D.L. 16 marzo 1999, N° 79 (Decreto Bersani) la concessione è stata prorogata d'ufficio fino al 2010.	31.12.2010
GAVER	Delibera Regione Lombardia del 18.05.1983 n° 28336.	03.03.2013
FONTANAMORA	D.M. LL.PP. del 22 luglio 1969 n° 1044.	29.05.2019
PONTE CAFFARO 2	D.M. LL.PP. del 08.02.1960 n° 445 e 27.05.1967 n° 939.	29.05.2019
PONTE CAFFARO 1	D.M. LL.PP. Del 14.09.1981 n° 1177.	29.05.2019
VALINA	D.I. del 30.06.1964 n° 942.	14.07.2021
CHIEVOLIS	D.I. del 30.06.1964 n° 942.	31.12.2021
MEDUNO	D.P.R. del 16.12.1948 n° 2450.	31.12.2010
COLLE	D.P.R. del 14.2.1951 n° 6724.	10.01.2011
ISTRAGO	D.P.R. del 14.2.1951 n° 6724.	10.01.2011

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Concessione	Autorità	Scadenza
Autorizzazione rilasciata con Nota Ministeriale n. 6242 del 16.02.1960 per l'impianto idroelettrico di Chiavenna	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Nota Ministeriale n. 34 del 29.04.1960 per l'impianto idroelettrico di Prata	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 3144 del 04.08.1950 per l'impianto idroelettrico di Gravedona	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Concessione proroga n.5369 del 02.02.2005, ai sensi dell'art.23 della L. 152/99 (come modificato da D.Lgs. 258/2000) per l'impianto idroelettrico di Cremia	Provincia di Como	31.03.2029
Concessione proroga n.5369 del 02.02.2005, ai sensi dell'art.23 della L. 152/99 (come modificato da D.Lgs. 258/2000) per l'impianto idroelettrico di Rescia	Provincia di Como	31.03.2029
Concessione proroga n.5369 del 02.02.2005, ai sensi dell'art.23 della L. 152/99 (come modificato da D.Lgs. 258/2000) per l'impianto idroelettrico di San Pietro	Provincia di Como	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1720 del 17.04.1959 per l'impianto idroelettrico di Isolato Spluga	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1720 del 17.04.1959 per l'impianto idroelettrico di Isolato Madesimo	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1720 del 17.04.1959 per l'impianto idroelettrico di Prestone	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Decreto Ministeriale n. 1878 del 28.02.1933 per l'impianto idroelettrico di San Bernardo	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Regio Decreto n. 221 del 14.12.1931 per l'impianto idroelettrico di Mese	Regio Decreto	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Decreto Interministeriale n. 2481 del 19.11.1982 per l'impianto idroelettrico di Gordona	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 2292 del 06.11.1965 per l'impianto idroelettrico di Bussento	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con D.P.R. n. 130 del 06.02.1951 per l'impianto idroelettrico di Tusciano	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 7307 del 04.02.1935 per l'impianto idroelettrico di Tanagro	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 1418 del 27.04.1966 per l'impianto idroelettrico di Calore	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Regio Decreto n. 7288 del 09.02.1942 per l'impianto idroelettrico di Santa Maria Avigliano ; presentata domanda di proroga ai sensi dell'art.23 della L. 152/99	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 6600 del 09.11.1960 per l'impianto idroelettrico di Picentino ; presentata domanda di proroga ai sensi dell'art.23 della L. 152/99	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029

Concessione	Autorità	Scadenza
Autorizzazione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 5079 del 16.06.1930 per l'impianto idroelettrico di Giffoni , presentata domanda di proroga ai sensi dell'art.23 della L. 152/99	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto n. 12694/VII SA del 25.07.1958 per l'impianto idroelettrico di Grotta dell'Angelo ; presentata domanda di proroga ai sensi dell'art.23 della L. 152/99	Prov. OO. PP. Campania e Molise	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. TA-491/ZU del 20.03.1998 per l'impianto idroelettrico di Ponte Giulio	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. TA-491/ZU del 20.03.1998 per l'impianto idroelettrico di San Leonardo	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. TA-491/ZU del 20.03.1998 per l'impianto idroelettrico di Santa Foca	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. TA-491/ZU del 20.03.1998 per l'impianto idroelettrico di Villa Rinaldi	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 3813 del 12.10.1953 per l'impianto idroelettrico di Ampezzo	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Interministeriale n. 929 del 06.07.1973 per l'impianto idroelettrico di Luincis ; presentata domanda di proroga ai sensi dell'art.23 della L. 152/99	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 5775 del 21.06.1930 per l'impianto idroelettrico di Tramba ; presentata domanda di proroga ai sensi dell'art. 23 della L. 152/99	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Concessione proroga n.3508/IPD/448 del 26.03.2004, ai sensi dell'art.23 della L. 152/99 (come modificato da D.Lgs. 258/2000) per l'impianto idroelettrico di Zoppola	Reg. Aut. F.V.G. Dir. Reg. LL. PP.	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata con Decreto Ministeriale n. 489 del 10.03.1958 per l'impianto idroelettrico di Barcis	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Autorizzazione rilasciata da n. 613 del 22.06.1967 per l'impianto idroelettrico di Somplago	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Concessione rilasciata da Reg. Aut. F.V.G. Dir. Reg. Amb. n. AMB/402/UD/IPD/467 del 06.03.1996 per l'impianto idroelettrico di Arta	Reg. Aut. F.V.G. Dir. Reg. Amb	05.03.2026
Autorizzazione provvisoria rilasciata con Decreto Interministeriale n. TA-274/AP del 03.11.1998 per l'impianto idroelettrico di Cordenons	Ministero dei lavori pubblici	31.03.2029
Concessione proroga n.3507/IPD/462 del 26.03.2004, ai sensi dell'art.23 della L. 152/99 (come modificato da D.Lgs. 258/2000) per l'impianto idroelettrico di Mulinars	Reg. Aut. F.V.G. Dir. Reg. LL. PP.	31.03.2029

Concessioni idrocarburi

Alla data del 30 settembre 2005 il gruppo Edison era titolare di un patrimonio di titoli minerari costituito:

- in Italia da 46 concessioni di coltivazione, 20 permessi esplorativi, 2 concessioni di stoccaggio, ricoprenti una superficie netta di circa 630 mila ettari (quota Edison);
- all'estero, attraverso le società Edison International ed Euroil, da 11 titoli minerari, di cui 2 nel settore britannico del Mare del Nord, 3 in Egitto, 1 in Iran, 1 in Croazia, 1 in Senegal, 1 in Costa d'Avorio e 2 in Algeria. La superficie complessiva coperta dai titoli è di oltre 17.000 Km² (quota Edison).

In Italia sono in attesa del completamento dell'iter autorizzativo 5 istanze di permesso e 5 istanze di concessione.

Nel corso del 2005 è stato attribuito ad Edison un nuovo permesso esplorativo in Egitto, mentre è in corso di assegnazione un ulteriore permesso esplorativo nel Mare del Nord.

Concessioni Distribuzione

Il gruppo Edison è titolare di concessioni/convenzioni per la gestione del servizio di distribuzione gas naturale in diversi comuni dislocati sull'intero territorio nazionale. Inoltre, è titolare di concessioni di distribuzione di acqua potabile in tre comuni del nord Italia.

Altri impegni e rischi Gruppo Delmi/Gruppo Edison

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 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 impegni 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 parasociali che regolano in Finel S.p.A. i rapporti tra EDF International Sa (EDFI) società controllata da EDF Sa azionista per il 40% e Edison S.p.A. che ne detiene il 60% è previsto che a decorrere dal 1° luglio 2005 e fino al 31 dicembre 2006 EDFI abbia il diritto di vendere le proprie azioni a Edison. Il relativo controvalore può essere sia in azioni Edison (se approvato dall'assemblea di Edison stessa) sia in contanti. Il valore delle azioni corrisponde al rispettivo pro-quota del valore della società e, in ogni caso, non sarà inferiore ai 300 milioni di euro (dedotti gli eventuali dividendi, le riserve o il capitale distribuiti dalla data dell'accordo in poi). Se EDFI e Edison non pervengono a un accordo sulle modalità della cessione è previsto che qualora EDFI ne faccia richiesta Edison debba concedere a EDFI una "*put option*" esercitabile in qualunque momento;

- 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 sindacate 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 31.07.2007. 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 del 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/Gruppo Edison

Stabilimento petrolchimico di Brindisi – Procedimento penale per lesioni da esposizione a cloruro di vinile monomero e policloruro di vinile e per danni all’ambiente

Nel processo relativo alle lesioni causate da esposizione a cloruro di vinile monomero e policloruro di vinile e ai danni all’ambiente pendente presso il tribunale di Brindisi, a seguito della richiesta di archiviazione presentata dalla Procura della Repubblica e della successiva opposizione alla stessa da parte di talune persone offese, è stata fissata una nuova udienza in camera di consiglio per decidere in merito a tale opposizione.

Stabilimenti di Brindisi, Novara e Verbania – Procedimenti penali per lesioni da esposizione a polveri di amianto

In relazione al procedimento penale per lesioni da esposizione a polveri di amianto presso lo stabilimento di Novara, è stata emessa sentenza di “non luogo a procedere”.

Per quanto riguarda il procedimento penale per lesioni da esposizione a polveri di amianto presso lo stabilimento di Verbania, il giudice per l’udienza preliminare ha disposto in data 27 giugno 2005 il rinvio a giudizio di undici ex amministratori e dirigenti di Montedison (ora Edison) prosciogliendo gli altri sette.

Cessione Ausimont: Arbitrato Solvay

In data 11 maggio 2005 Solvay SA e Solvay Solexis S.p.A. hanno notificato ad Edison, per il tramite della Camera di Commercio Internazionale (ICC) – Camera Internazionale di Arbitrato, una domanda di arbitrato relativa a talune controversie insorte tra le parti in ordine alle dichiarazioni e garanzie convenute nel contratto di cessione della partecipazione di Edison in Agorà S.p.A. (controllante di Ausimont S.p.A.). Si è costituito il Collegio Arbitrale ed è stato nominato il suo Presidente.

Stabilimento di Priolo Gargallo – Procedimento penale per versamento di rifiuti

La procura della Repubblica presso il Tribunale di Siracusa ha avviato un’indagine preliminare a carico di alcuni ex dirigenti di Montedison, in ordine a fatti inerenti

la gestione dello Stabilimento petrolchimico di Priolo Gargallo. In particolare si ipotizza il versamento a mare di rifiuti liquidi contenenti mercurio che avrebbe cagionato l'avvelenamento delle acque, della fauna e della flora marina, interruzioni di gravidanza e lesioni gravissime. I fatti ascritti agli ex dirigenti Montedison risalgono al periodo dal 1983 al 1989, quando lo stabilimento venne fatto oggetto, nell'ambito del generale apporto delle aziende chimiche di proprietà di Montedison, di conferimento in Enimont.

 prospetti contabili di AEM S.p.A.

Redatti secondo i criteri indicati nell'Allegato 3C-bis della delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni, nonché delle norme del Codice Civile in materia di bilancio d'esercizio

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Stato patrimoniale Fonti/Impieghi AEM S.p.A.

	Bilancio al 30.09.2005			Bilancio al 30.06.2005			Bilancio al 31.12.2004		
	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%	Parziali	Totali	%
CAPITALE INVESTITO									
IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI	20.076.320		0,6	20.424.886		0,8	18.633.832		0,6
IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI	823.754.680		23,9	814.887.603		30,0	795.731.985		26,9
IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE									
Partecipazioni	2.719.329.253		78,8	1.974.587.462		72,7	2.142.677.308		72,4
Azioni proprie	22.756.324		0,7	22.756.324		0,8	35.024.855		1,2
Altri crediti	10.119		0,0	10.881		0,0	29.390		0,0
Depositi cauzionali	218.945		0,0	216.123		0,0	177.131		0,0
(Fondi rischi ed oneri)	(122.636.984)		(3,6)	(120.934.342)		(4,5)	(103.108.753)		(3,5)
(Trattamento di fine rapporto)	(23.202.893)		(0,7)	(23.202.782)		(0,9)	(22.504.364)		(0,8)
* CAPITALE IMMOBILIZZATO NETTO	3.440.305.764		99,7	2.688.746.155		99,0	2.866.661.384		96,8
Rimanenze	723.007		0,0	795.917		0,0	761.905		0,0
Crediti a breve	210.814.188		6,1	220.409.914		8,1	344.904.357		11,6
Ratei e risconti attivi	29.839.429		0,9	32.551.196		1,2	30.119.155		1,0
(Debiti verso fornitori)	(102.849.333)		(3,0)	(99.199.468)		(3,7)	(129.974.952)		(4,4)
(Altri debiti)	(117.237.788)		(3,4)	(122.504.280)		(4,5)	(147.153.530)		(5,0)
(Ratei e risconti passivi)	(9.959.711)		(0,3)	(5.072.265)		(0,2)	(4.259.941)		(0,1)
* CAPITALE DI FUNZIONAMENTO	11.329.792		0,3	26.981.014		1,0	94.396.994		3,2
** TOTALE CAPITALE INVESTITO	3.451.635.556		100,0	2.715.727.169		100,0	2.961.058.378		100,0
FONDI DI COPERTURA									
* TOTALE PATRIMONIO NETTO	2.009.284.411		58,2	2.012.670.662		74,1	2.051.088.687		69,3
Crediti finanziari immobilizzati	1.136.159		0,0	1.269.569		0,0	1.136.159		0,0
Debiti finanziari immobilizzati	747.413.824		21,7	747.413.824		27,5	925.049.758		31,2
(1) TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA OLTRE L'ESERCIZIO SUCCESSIVO	746.277.665		21,6	746.144.255		27,5	923.913.599		31,2
Crediti finanziari entro es.successivo	244.796.014		7,1	299.860.319		11,0	327.449.082		11,1
Disponibilita' liquide	22.015.574		0,6	177.714.433		6,5	208.610.216		7,0
Debiti finanziari entro es.successivo	962.885.068		27,9	434.487.004		16,0	522.115.390		17,6
(2) TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA ENTRO L'ESERCIZIO SUCCESSIVO	696.073.480		20,2	43.087.748		1,6	13.943.908		0,5
* TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (1+2)	1.442.351.145		41,8	703.056.507		25,9	909.969.691		30,7
** TOTALE FONTI	3.451.635.556		100,0	2.715.727.169		100,0	2.961.058.378		100,0

Conto economico riclassificato AEM S.p.A.

	Bilancio al 30.09.2005		Bilancio al 30.09.2004		Bilancio al 3° trim. 2005		Bilancio al 3° trim. 2004	
	Parziali	Totali %	Parziali	Totali %	Parziali	Totali %	Parziali	Totali %
A. VOLUME D'AFFARI	198.678.248	100,0	198.628.607	100,0	60.330.441	100,0	63.953.246	100,0
Vendita e distribuzione energia elettrica	351.027	0,2	2.592.729	1,3	113.050	0,2	765.854	1,2
Vendita energia elettrica a controllate	634.748	0,3	588.167	0,3	221.055	0,4	229.487	0,4
Vendita materiali a controllate	70.061	0,0	58.599	0,0	34.070	0,1	29.277	0,0
Prestazioni a controllante (Comune di Milano)	17.849.652	9,0	21.073.641	10,6	6.223.955	10,3	4.122.496	6,4
Prestazioni per conto terzi	9.112.785	4,6	9.469.866	4,8	2.784.540	4,6	3.950.316	6,2
Prestazioni di servizi a controllate	41.120.183	20,7	43.870.588	22,1	15.066.223	25,0	14.424.707	22,6
Prestazioni di servizi a collegate	861.405	0,4	624.333	0,3	445.608	0,7	151.737	0,2
Variazione di lavori in corso su ordinazione								
Contributi di allacciamento			146	0,0			49	0,0
Affitti a controllate	105.497.711	53,1	114.165.228	57,5	34.927.310	57,9	37.713.600	59,0
Altri ricavi intragruppo	439.166	0,2			26.980	0,0		
Altri ricavi di esercizio	22.741.510	11,4	6.185.310	3,1	487.650	0,8	2.565.723	4,0
B. ONERI ESTERNI	100.984.481	50,8	108.999.306	54,9	36.140.796	59,9	37.544.332	58,7
Combustibili ed acquisti di energia	552.307	0,3	526.670	0,3	176.768	0,3	150.004	0,2
Combustibili ed acquisti di energia da controllate			3.109.053	1,6			1.048.825	1,6
Materiali	2.839.505	1,4	3.404.281	1,7	1.015.662	1,7	1.393.750	2,2
Materiali da controllate	89.566	0,0	227.170	0,1	23.340	0,0	30.251	0,0
Appalti e lavori	14.151.960	7,1	10.745.436	5,4	5.136.284	8,5	5.963.592	9,3
Onere di vettoriamiento	18.136	0,0	19.921	0,0	6.045	0,0	6.879	0,0
Prestazioni di servizi	27.287.276	13,7	31.433.192	15,8	9.814.669	16,3	9.008.524	14,1
Prestazioni di servizi da controllate	25.877.699	13,0	31.074.027	15,6	9.355.635	15,5	8.373.766	13,1
Prestazioni di servizi da collegate	9.696.383	4,9	8.564.028	4,3	4.213.891	7,0	2.909.095	4,5
Costi per godimento beni di terzi	6.147.026	3,1	6.065.831	3,1	2.063.098	3,4	1.871.528	2,9
Costi per godimento beni da controllate	111.300	0,1	151.061	0,1	37.100	0,1	36.650	0,1
Contributi comuni montani e canoni deriv.acqua	6.289.839	3,2	6.021.089	3,0	2.096.613	3,5	2.007.030	3,1
Imposte e tasse dell'esercizio	2.624.739	1,3	2.321.321	1,2	752.124	1,2	422.969	0,7
Oneri diversi intragruppo	33.125	0,0	5.336.226	2,7			5.336.226	8,3
Altri costi di esercizio	5.265.620	2,7			1.449.567	2,4	(1.014.757)	(1,6)
C. VALORE AGGIUNTO (A-B)	97.693.767	49,2	89.629.301	45,1	24.189.645	40,1	26.408.914	41,3
D. COSTO DEL LAVORO	29.196.807	14,7	27.430.616	13,8	9.227.610	15,3	8.680.913	13,6
Spese di personale	29.196.807	14,7	27.430.616	13,8	9.227.610	15,3	8.680.913	13,6
E. MARGINE OPERATIVO LORDO (C-D)	68.496.960	34,5	62.198.685	31,3	14.962.035	24,8	17.728.001	27,7
F. AMMORTAMENTI E ACCANTONAMENTI	40.978.734	20,6	21.251.146	10,7	8.805.380	14,6	7.529.648	11,8
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	20.298.851	10,2	17.197.170	8,7	6.784.721	11,2	5.753.211	9,0
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	3.428.269	1,7	3.209.040	1,6	1.313.795	2,2	1.489.249	2,3
Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	173.055	0,1			1	0,0		
Accantonamenti al fondo svalutazione crediti	9.534	0,0	53.696	0,0	9.534	0,0	23.441	0,0
Accantonamento al fondo rischi specifici	17.069.025	8,6	791.240	0,4	697.329	1,2	263.747	0,4
G. RISULTATO OPERATIVO (E-F)	27.518.226	13,9	40.947.539	20,6	6.156.655	10,2	10.198.353	15,9

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

	Bilancio al 30.09.2005		Bilancio al 30.09.2004		Bilancio al 3° trim. 2005		Bilancio al 3° trim. 2004	
	Parziali	Totali %	Parziali	Totali %	Parziali	Totali %	Parziali	Totali %
H. ONERI FINANZIARI	31.349.193	15,8	25.426.079	12,8	14.562.255	24,1	8.157.531	12,8
Oneri finanziari su c/c verso controllante	1.110.283	0,6	1.137.584	0,6	407.095	0,7	451.417	0,7
Interessi su debiti verso controllate	3.741.225	1,9	1.126.750	0,6	2.960.034	4,9	157.909	0,2
Interessi su debiti verso collegate	11.226	0,0						
Altri oneri finanziari	26.197.933	13,2	23.158.010	11,7	11.193.655	18,6	7.544.485	11,8
Svalutazioni di partecipazioni	36.350	0,0			1.466	0,0		
Perdite su cambi	252.176	0,1	3.735	0,0	5	0,0	3.720	0,0
I. PROVENTI FINANZIARI	17.213.767	8,7	15.050.160	7,6	2.536.840	4,2	3.984.456	6,2
Proventi da partecipazioni	4.913.114	2,5	3.040.944	1,5			(29.150)	(0,0)
Proventi finanziari su c/c verso controllate	8.313.526	4,2	6.870.173	3,5	2.143.830	3,6	2.127.472	3,3
Altri proventi finanziari	3.916.998	2,0	5.139.027	2,6	393.010	0,7	1.886.134	2,9
Utili su cambi	70.129	0,0	16	0,0				
L. TOTALE PROVENTI/ONERI FINANZIARI (I-H)	(14.135.426)	(7,1)	(10.375.919)	(5,2)	(12.025.415)	(19,9)	(4.173.075)	(6,5)
M. UTILE CORRENTE (G+L)	13.382.800	6,7	30.571.620	15,4	(5.868.760)	(9,7)	6.025.278	9,4
N. PROVENTI/ONERI DI GESTIONE STRAORDINARIA	49.927.099	25,1	12.519.598	6,3	148.397	0,2		
Gestione straordinaria	49.927.099	25,1	12.519.598	6,3	148.397	0,2		
Gestione straordinaria da disinquinamento fiscale								
O. UTILE ANTE IMPOSTE (M+N)	63.309.899	31,9	43.091.218	21,7	(5.720.363)	(9,5)	6.025.278	9,4
P. IMPOSTE DI COMPETENZA	10.498.281	5,3	17.789.684	9,0	(2.332.755)	(3,9)	2.138.080	3,3
Imposte correnti	47.481.686	23,9	22.829.052	11,5	19.388.199	32,1	(5.732.684)	(9,0)
Proventi/Oneri da consolidamento	(36.441.285)	(18,3)	(16.489.622)	(8,3)	(20.957.197)	(34,7)	5.210.423	8,1
Imposte anticipate	(5.801.901)	(2,9)	(1.002.632)	(0,5)	(2.395.605)	(4,0)	(220.637)	(0,3)
Imposte differite	5.259.781	2,6	12.452.886	6,3	1.631.848	2,7	2.880.978	4,5
Q. UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO								
P. UTILE NETTO DEL PERIODO	52.811.618	26,6	25.301.534	12,7	(3.387.608)	(5,6)	3.887.198	6,1

Rendiconto finanziario AEM S.p.A.

	Bilancio al 30.09.2005	Bilancio al 30.06.2005	Bilancio al 31.12.2004
Cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo			
Utile netto del periodo	52.811.618	56.197.869	
Utile netto d'esercizio			153.730.202 (A)
Ammortamento immobilizzazioni materiali	20.298.851	13.514.130	26.035.224
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	3.428.269	2.114.474	4.356.920
Variazioni delle attività e delle passività:			
Crediti per vendite e prestazioni	5.874.400	(7.239.729)	22.072.421 (B)
Crediti verso controllante	6.258.561	665.594	(911.217) (C)
Crediti verso controllate	115.406.970	122.208.967	(83.556.796) (D)
Crediti verso collegate	9.355.999	9.630.786	(5.039.091) (E)
Altri crediti	(2.828.304)	(791.658)	(8.916.059)
Rimanenze	38.898	(34.012)	21.371
Ratei e risconti attivi	279.726	(2.432.041)	17.900.684
Debiti verso fornitori	(27.125.619)	(30.775.484)	(32.781.603)
Debiti verso controllante	(2.261)	(70.373)	24.556
Debiti verso controllate	(42.164.315)	(32.832.749)	42.762.168
Debiti verso collegate	(4.457.978)	(3.424.542)	5.557.300
Altri debiti	21.372.687	9.324.259	(35.766.820)
Acconti da clienti	(4.663.875)	2.354.155	5.431.302
Ratei e risconti passivi	5.699.770	812.324	(899.119)
T.F.R.	698.529	698.418	1.054.808
Altri fondi	19.528.231	17.825.589	27.757.406 (F)
Totale cash flow generati dalle operazioni d'esercizio/periodo	179.810.157	157.745.977	138.833.657
Cash flow generati dalle attività di investimento			
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(53.192.303)	(36.575.276)	(103.749.856) (G)
Azioni proprie	12.268.531	12.268.531	(35.024.854)
Disinvestimenti			
Partecipazioni	(576.651.945)	168.089.846	(240.100.554) (1)
Totale cash flow generati dalle attività di investimento	(617.575.717)	143.783.101	(378.875.264)
Free cash flow	(437.765.560)	301.529.078	(240.041.607)
Cash flow assorbiti dalle attività di finanziamento			
Debiti verso banche	291.006.906	(303.993.093)	108.018.892
Crediti finanziari		(133.410)	249.925.829 (1)
Crediti c/c verso società controllate	82.654.656	27.588.763	(121.484.488)
Crediti c/c verso società collegate	(1.588)		
Debiti c/c verso società controllate	(34.431.207)	61.362.907	(74.013.231)
Debiti verso altri finanziatori			
Debiti per prestito obbligazionario			
Debiti in c/c verso il Comune di Milano	6.558.045	(23.236.352)	1.715.623
Debiti c/c verso società collegate		602.218	
Variazioni di patrimonio netto			251
Utile distribuito	(94.615.894)	(94.615.894)	(89.102.370)
Totale cash flow assorbiti dalle attività di finanziamento	251.170.918	(332.424.861)	75.060.506
VARIAZIONE DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE	(186.594.642)	(30.895.783)	(164.981.101)
DISPONIBILITA' LIQUIDE ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO/PERIODO	208.610.216	208.610.216	373.591.317
DISPONIBILITA' LIQUIDE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO/PERIODO	22.015.574	177.714.433	208.610.216
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA			
Liquidità netta	22.015.574	177.714.433	208.610.216
Crediti finanziari	1.136.159	1.269.569	1.136.159
Crediti c/c verso società controllate	244.794.426	299.860.319	327.449.082
Crediti c/c verso società collegate	1.588		
Debiti c/c verso società controllate	(85.254.540)	(181.048.654)	(119.685.747)
Debiti c/c verso società collegate		(602.218)	
c/c Comune di Milano	(83.374.595)	(53.580.198)	(76.816.550)
Debiti verso banche	(1.041.669.757)	(446.669.758)	(750.662.851)
Altri finanziatori			
Prestito obbligazionario	(500.000.000)	(500.000.000)	(500.000.000)
Totale posizione finanziaria netta	(1.442.351.145)	(703.056.507)	(909.969.691)

(1) Di cui € 238.124.837 per conversione obbligazioni Fastweb S.p.A..

I valori al 31 dicembre 2004 comprendono l'effetto dell'applicazione del D.Lgs. n. 6 del 17/1/03, conosciuto come "disinquinamento fiscale" per: (A) € 5.260.451 (B) € (622.281) (C) € (909.653) (D) € (1.043.310) (E) € (40.898) (F) € 2.945.549 (G) € (5.589.858)

Relazione trimestrale al 30 settembre 2005

Variazione della posizione finanziaria netta AEM S.p.A.

	Bilancio al 30.09.2005	Bilancio al 30.06.2005	Bilancio al 31.12.2004
Posizione finanziaria netta all'inizio dell'esercizio	(909.969.691)	(909.969.691)	(580.825.965)
Cash flow generati dalle operazioni d'esercizio			
Utile lordo del periodo	52.811.618	56.197.869	
Utile netto d'esercizio			153.730.202 (A)
Ammortamento immobilizzazioni materiali	20.298.851	13.514.130	26.035.224
Ammortamento immobilizzazioni immateriali	3.428.269	2.114.474	4.356.920
Variazioni delle attività e delle passività:			
Crediti per vendite e prestazioni	5.874.400	(7.239.729)	22.072.421 (B)
Crediti verso controllante	6.258.561	665.594	(911.217) (C)
Crediti verso controllate	115.406.970	122.208.967	(83.556.796) (D)
Crediti verso collegate	9.355.999	9.630.786	(5.039.091) (E)
Altri crediti	(2.828.304)	(791.658)	(8.916.059)
Rimanenze	38.898	(34.012)	21.371
Ratei e risconti attivi	279.726	(2.432.041)	17.900.684
Debiti verso fornitori	(27.125.619)	(30.775.484)	(32.781.603)
Debiti verso controllante	(2.261)	(70.373)	24.556
Debiti verso controllate	(42.164.315)	(32.832.749)	42.762.168
Debiti verso collegate	(4.457.978)	(3.424.542)	5.557.300
Altri debiti	21.372.687	9.324.259	(35.766.820)
Acconti da clienti	(4.663.875)	2.354.155	5.431.302
Ratei e risconti passivi	5.699.770	812.324	(899.119)
T.F.R.	698.529	698.418	1.054.808
Altri fondi	19.528.231	17.825.589	27.757.406 (F)
Totale cash flow generati dalle operazioni d'esercizio	179.810.157	157.745.977	138.833.657
Cash flow generati dalle attività di investimento			
Investimenti netti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(53.192.303)	(36.575.276)	(103.749.856) (G)
Azioni proprie	12.268.531	12.268.531	(35.024.854)
Partecipazioni	(576.651.945)	168.089.846	(240.100.554) (1)
Totale cash flow generati dalle attività di investimento	(617.575.717)	143.783.101	(378.875.264)
Free cash flow	(437.765.560)	301.529.078	(240.041.607)
Cash flow assorbiti da variazioni di patrimonio netto			
Variazioni di patrimonio netto			251
Utile distribuito	(94.615.894)	(94.615.894)	(89.102.370)
Totale cash flow assorbiti da variazioni di patrimonio netto	(94.615.894)	(94.615.894)	(89.102.119)
Posizione finanziaria netta alla fine dell'esercizio	(1.442.351.145)	(703.056.507)	(909.969.691)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA			
Liquidità netta	22.015.574	177.714.433	208.610.216
Crediti finanziari	1.136.159	1.269.569	1.136.159
Crediti c/c verso società controllate	244.794.426	299.860.319	327.449.082
Crediti c/c verso società collegate	1.588		
Debiti c/c verso società controllate	(85.254.540)	(181.048.654)	(119.685.747)
Debiti c/c verso società collegate		(602.218)	
c/c Comune di Milano	(83.374.595)	(53.580.198)	(76.816.550)
Debiti verso banche	(1.041.669.757)	(446.669.758)	(750.662.851)
Prestito obbligazionario	(500.000.000)	(500.000.000)	(500.000.000)
TOTALE POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	(1.442.351.145)	(703.056.507)	(909.969.691)

(1) Di cui € 238.124.837 per conversione obbligazioni Fastweb.

I valori al 31 dicembre 2004 comprendono l'effetto dell'applicazione del D.Lgs. n. 6 del 17/1/03, conosciuto come "disinquinamento fiscale" per: (A) € 5.260.451 (B) € (622.281) (C) € (909.653) (D) € (1.043.310) (E) € (40.898) (F) € 2.945.549 (G) (5.589.858).

AEM S.p.A.

Sede legale

Corso di Porta Vittoria, 4
20122 Milano - Italia

Capitale sociale: Euro 936.024.648 (i.v.)

Cod. Fisc., P. IVA, Iscr. Reg. Imp. di Milano: n. 11957540153

Segreteria societaria

Corso di Porta Vittoria, 4
20122 Milano - Italia
Tel. 02 7720.3268

Investor relations

Corso di Porta Vittoria, 4
20122 Milano - Italia
Tel. 02 7720.3879

www.aem.it

ir@aem.it

aem@aem.it

Progetto e Grafica

Ap&b - Milano

Stampa

Bowne International - Milano



corso di Porta Vittoria 4 - 20122 Milano
www.aem.it - aem@aem.it