Aem Milano

Marzo 2003

Armando Iobbi
++39-02-72261274
a.iobbi@centrosim.it

Il presente documento è stato redatto da Centrosim, Società di Intermediazione Mobiliare iscritta al n. 32 dell'albo di cui all'art. 20 comma 1 del D. Lgs n. 58 / 98 (delibera Consob n.11761 del 22 / 12 / 98), in conformità a quanto previsto dall'art.69 del Regolamento Consob n. 11971 / 99 e successive modifiche e della Comunicazione Consob n.1029755 del 20 aprile 2001.
Centrosim non ha specifici interessi riguardo all'emittente, agli strumenti finanziari o alle operazioni oggetto di analisi; le notizie e i dati utilizzati nel presente documento, provengono da informazioni fornite al pubblico dalla società in oggetto e / o da altra documentazione di pubblico dominio. Centrosim SpA non risponde dell'accuratezza, completezza, precisione e imparzialità di tali dati e notizie. Il presente documento è stato redatto in via autonoma e indipendente e senza la collaborazione della società oggetto di analisi ovvero di società ad essa collegate da un rapporto di partecipazione o di controllo.
Il presente documento è stato redatto da un analista finanziario dell'ufficio Equity Reasearch Department di Centrosim SpA il cui nominativo è ivi indicato. In nessun caso la società e l'analista, in qualità di autore dello studio, potranno essere ritenuti responsabili (per colpa o altrimenti) per danni derivanti dall'utilizzo delle informazioni ovvero opinioni in esso riportate.
Il presente documento ha esclusivamente finalità informative e non può essere riprodotto, ridistribuito, direttamente o indirettamente, a terzi, né pubblicato, in tutto o in parte, per qualsiasi finalità. Questo documento non costituisce proposta di acquisto, né intende sollecitare l'acquisto o la vendita dei titoli in oggetto. I destinatari del presente documento sono vincolati ad osservare le limitazioni sopra riportate.
Le versioni italiana ed inglese di questo studio sono state distribuite tramite posta elettronica e fax a partire dalla data indicata sul documento a circa 400 investitori professionali italiani ed esteri. Il documento è disponibile in formato elettronico sul sito Internet di Centrosim, nella sezione accessibile esclusivamente tramite password ad investitori istituzionali italiani ed esteri.

Equity Research Team

Head	Lucio Cannamela	++39 02 72261 276 / 271	*l.cannamela@centrosim.it*
	Gianfranco Acquaviva	398	*g.acquaviva@centrosim.it*
	Sergio Ciaramella	347	*s.ciaramella@centrosim.it*
	Maurizia Di Ciommo	270	*m.diciommo@centrosim.it*
	Armando Iobbi	274	*a.iobbi@centrosim.it*
	Antonio Motta	371	*a.motta@centrosim.it*
	Andrea Paladini	273	*a.paladini@centrosim.it*
	Simona Pedrazzini	336	*s.pedrazzini@centrosim.it*

Editing

	Patrizia Guasparini	++39 02 72261 284	*csimstudi@centrosim.it*

Macroeconomic Research

Head	Marco Ricci	++39 02 72261 281	*m.ricci@centrosim.it*
	Claudio Bargellesi	375	*c.bargellesi@centrosim.it*
	Paolo Mameli	320	*p.mameli@centrosim.it*

----------❖ ---------- ❖ ----------

Responsabile Finanza

	Claudio Belotti	++39 02 72261 306	*c.belotti@centrosim.it*
		++39 02 86490 250	

Institutional Sales

		++ 39 02 86490 200	
Head	Claudio Belotti	250	*c.belotti@centrosim.it*
	Fabio Allocco	208	*fabio@lambdasec.com*
	Mario Beretta	206	*m.beretta@centrosim.it*
	Domenico De Angelis	207	*d.deangelis@centrosim.it*
	Massimo Lombardi	202	*m.lombardi@centrosim.it*
	Laura Polastri	205	*l.polastri@centrosim.it*
	Massimo Polastri	204	*m.polastri@centrosim.it*

Trader

		++ 39 02 86490 300 / 350	
Head	Mauro Rossi	301	*m.rossi@centrosim.it*
	Simona Bini	354	*s.bini@centrosim.it*
	Adriana Errico	303	*a.errico@centrosim.it*
	Mario Garavaglia	304	*m.garavaglia@centrosim.it*
	Davide Indini	353	*d.indini@centrosim.it*
	Sebastiano Inturri	356	*s.inturri@centrosim.it*
	Cristiano La Rosa	306	*c.larosa@centrosim.it*
	Lino Pandolfo	305	*l.pandolfo@centrosim.it*
	Roberto Salice	302	*r.salice@centrosim.it*
	Rossella Ventura	352	*r.ventura@centrosim.it*

Derivati Azionario

		++39 02 86490 100	
Head	Giorgio Porta	104	*g.porta@centrosim.it*
	Filippo Chiodo	102	*f.chiodo@centrosim.it*
	Mario Fallanca	103	*m.fallanca@centrosim.it*
	Fabrizio Russo	101	*f.russo@centrosim.it*

Premi

		++39 02 86490 150	
	Manuela Liaci	152	*m.liacci@centrosim.it*

Analisi Tecnica

	Cristina Peccati	++39 02 72261 261-368	*c.peccati@centrosim.it*

Equity Research

Reuters: AEMI.MI
Bloomberg: AEM IM

Utilities

Aem Milano

Armando Iobbi
(a.iobbi@centrosim.it)
(+39-02-72261274)

10 Marzo 2003

Rating: da 4 - UNDERPERFORM a 2 - OUTPERFORM

Price (10 Marzo 2003):	€ 1.21
Target Price:	€ 1.65
52-Weeks Range:	€ 1.98 - 0.98

✓ In questo report aggiorniamo la nostra valutazione di AEM Milano. Attraverso la metodologia DCF perveniamo ad un fair value del titolo di 1.65 EUR, ovvero un upside teorico di oltre il 36% rispetto al prezzo corrente. Il rating viene pertanto elevato dal precedente Underperform ad Outperform. Pur evidenziando tutte le opzioni di crescita del gruppo, la valutazione è stata condotta con criteri prudenziali, considerando opportuni gradi di rischio nello sviluppo del business.

✓ Al netto della distribuzione dei dividendi, negli ultimi 2 anni il titolo ha sottoperformato il Mibtel di circa il 14%, coerentemente con le nostre precedenti attese. Ciò ha consentito il completo assorbimento della bolla speculativa che si era venuta a creare relativamente alla valutazione del business TLC, che il gruppo ha comunque provveduto a ridimensionare.

✓ Il 2002 evidenzierà una consistente riduzione di tutti gli aggregati economici, che tuttavia sono in notevole ripresa già a partire dal 4Q. Gli stessi fattori che hanno negativamente influito sulla performance del 2002 verranno meno nel corso del 2003, quando il gruppo è atteso evidenziare una crescita sostenuta, oltre il 26% a livello di fatturato e circa il 40% a livello di Ebitda. La performance economica è comunque attesa in notevole miglioramento anche negli anni successivi. Comples-

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Sales	1,113	1,018	1,288	1,396	1,504	1,653
Ebitda	274	247	344	371	396	418
Ebit	165	149	225	257	285	314
Net Profit	105	72	107	127	145	165
Adj. Net Profit	112	90	107	127	145	165
EV/Ebitda	16.1	13.5	9.3	8.7	8.1	7.4
adj. P/E	36.5	25.5	20.4	17.2	15.1	13.2
P/BV	3.6	2.0	1.9	1.8	1.7	1.6
Yield	1.8%	3.3%	3.5%	3.8%	4.1%	4.4%

Market Cap.:			€ 2,178Mn
Free Float			38.9%
Shares Outstanding (m)			1,800
Performance:	1 month	3 months	12 months
Absolute	-5.9%	-3.9%	-34.7%
Relative to Mibtel	-2.5%	5.8%	-5.2%

Company Information

Head Office:
Corso di Porta Vittoria, 4
20122 Milano
www.aem.it

sivamente, nel triennio 2002-2005 le nostre stime evidenziano un CAGR del fatturato di circa il 14% e di circa il 17% per l'Ebitda.

✓ Il gruppo risulta fortemente impegnato nei settori della generazione e della distribuzione di energia elettrica. Includendo anche la quota di energia derivante dall'acquisizione di Eurogen, l'output complessivo di AEM Milano è atteso a circa 15.1 TWh nel 2007, ovvero 4.1x la produzione del 2002. Nel settore della distribuzione, l'acquisizione della rete Enel relativamente ai Comuni di Milano e Rozzano consente l'ampliamento del portafoglio clienti a circa 388,000 unità (dati di giugno 2002), per un volume totale di energia distribuita di oltre 3 TWh (dati di fine 2001). Ciò implica un consistente peggioramento della PFN, che al 2002 è attesa negativa per oltre 1 mld EUR, e che resterà su tale livello fino al 2005, quando saranno esauriti gli investimenti relativi all'espansione nel settore della generazione.

✓ Il gruppo è recentemente uscito da Fastweb, cedendo la sua partecipazione del 30.8% ad e.Biscom in cambio della quota del 33% da questa detenuta in Metroweb e di un bond convertibile in azioni della stessa e.Biscom, per un valore nominale di 240 mln EUR. L'operazione risulta neutra dal punto di vista della creazione di valore. Dal punto di vista industriale, invece, essa rappresenta il formale disimpegno di AEM da Fastweb, sebbene ciò fosse sostanzialmente già avvenuto mediante la decisione di AEM di non partecipare al recente aumento di capitale della stessa Fastweb, diluendo pertanto la propria partecipazione. Il gruppo si focalizzerà dunque su Metroweb, operatore specializzato nella fornitura di fibra ottica, un business che presenta notevoli sinergie rispetto all'attività di gestione e manutenzione della rete del gas.

Area generazione

AEM Milano possiede 7 centrali idroelettriche, con una potenza installata di 700 MW, ed una centrale termoelettrica a Cassano d'Adda (la proprietà di AEM è del 75%, mentre il restante 25% è di ASM Brescia), con una potenza installata di circa 560 MW, che crescerà a 640 MW al completamento del repowering del gruppo 2, previsto per aprile prossimo ed attualmente in corso. Al momento, pertanto, AEM Milano dispone di una potenza installata di 1,120 MW, che crescerà a 1,180 MW con il completamento del repowering descritto.

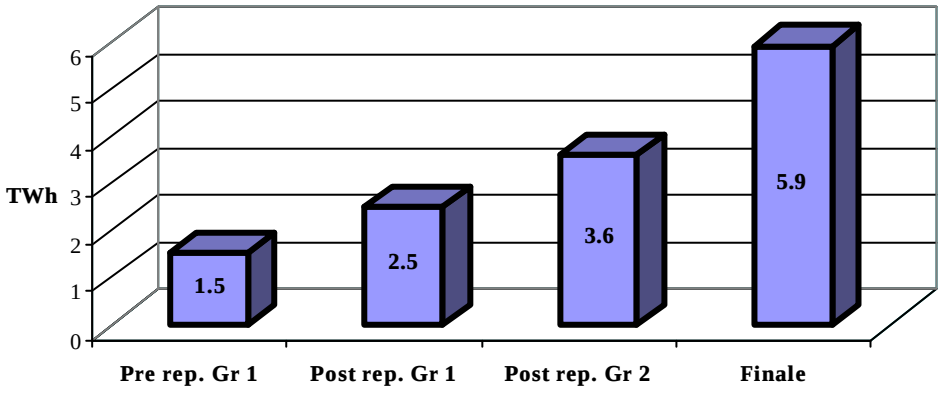
Relativamente all'impianto di Cassano d'Adda, nel febbraio 2001 è stato completato il repowering del gruppo 1, portato da una capacità installata di 100 MW ad una potenza di 240 MW. L'investimento su tale operazione è stato di 60 mln EUR, ovvero 0.43 mln EUR/MW; ciò ha permesso di elevare la potenza efficiente netta dal 37% al 51%.

Il repowering del gruppo 2 verrà completato nel prossimo mese di aprile e implicherà l'aumento dell'attuale capacità produttiva da 320 MW a 400 MW, con innalzamento dell'efficienza dal 40% al 55%. L'entrata in funzione dell'impianto è comunque prevista per giugno, per via di un periodo di prove tecniche. L'investimento per tale operazione è di circa 100 mln EUR, ovvero 0.25 mln EUR/MW se distribuito sui 400 MW oggetto dell'intervento.

Notiamo come a partire dall'11 luglio 2002, nell'ambito dei lavori per la conversione in ciclo combinato del gruppo 2, l'impianto termoelettrico di Cassano d'Adda produce con il solo ciclo combinato del gruppo 1/4 da 230 MW.

Sempre relativamente al gruppo 2 è stata inoltre approvata la costruzione di un nuovo modulo da 400 MW, che verrà completato nel luglio 2005, con un'efficienza netta del 56%. L'investimento programmato è di 120 mln EUR, ovvero 0.30 mln EUR/MW. Complessivamente, l'output termoelettrico potenziale, attualmente di 2.5 TWh, è programmato a 3.6 TWh dopo il repowering del gruppo 2 ed a 5.9 TWh al completamento dell'unità da 400 MW entro il luglio del 2005.

FIG. 1 - OUTPUT TERMOELETTRICO



Fonte: AEM Milano

Relativamente agli impianti idroelettrici siti in Valtellina, la capacità installata attuale è di 700 MW; sono tuttavia previste operazioni di potenziamento fino a 772 MW, da completarsi entro la fine del 2003, che forniranno maggiore flessibilità agli impianti, permettendo una più elevata produzione nelle ore diurne, quando l'energia prodotta beneficia di maggiori prezzi. Più in dettaglio, la produzione diurna sul totale è attesa all'84% rispetto al 62% attuale. La produzione idroelettrica complessiva in condizioni atmosferiche standard è vista costante a circa 1.8 TWh annui.

Complessivamente, nell'arco temporale 1998-2005 il capex sugli impianti idroelettrici è stimato in circa 150 mln EUR.
Il gruppo ha anche un progetto brown field relativo ad un impianto di cogenerazione da 240 MW, efficienza 60% ed output annuo di 1.8 TWh, con capex stimato a 120 mln EUR, ovvero 0.5 mln EUR/MW.

Inoltre, nel marzo del 2002 Edipower si è aggiudicata Eurogen. Edipower è partecipata da Edison (40%), AEM Milano (13.4%), AEM Torino (13.3%), Atel (13.3%), Unicredito (10%), Interbanca (5%) e Royal Bank of Scotland (5%).

Il modello industriale prevede che Edipower diventi proprietaria delle centrali di Eurogen, e svolga le attività di operation and maintenance, nonché di repowering, mentre le società di trading dei soci, ciascuna individualmente ed in autonomia, riforniranno le centrali del combustibile necessario al funzionamento e commercializzeranno sul mercato l'energia elettrica così prodotta. La capacità produttiva della società verrà utilizzata pro-quota dai soci industriali della stessa. Pertanto, Edison ritirerà il 50% dell'energia, AEM Milano il 16.8% ed AEM Torino ed Atel il 16.6% ognuna. Conseguentemente, con l'acquisizione di Eurogen, AEM aumenta la propria capacità produttiva di 1,180 MW.

L'EV della transazione è stato di 3,808 mln EUR. Questo verrà finanziato dai soci di Edipower mediante aumenti di capitale per il 25% del valore dell'operazione. La differenza (75% dell'EV) è coperta mediante un finanziamento a 18 mesi concesso da un pool di banche italiane e straniere, garantito per 1.8 mld EUR dagli stessi assets di Eurogen, senza ricorso agli azionisti, essendo invece la parte rimanente garantita dai soci industriali. Edipower ha inoltre assunto ulteriori linee di credito per far fronte agli investimenti di repowering programmati nei prossimi 18 mesi.

Edipower non è inclusa nell'area di consolidamento di AEM Milano; la valutazione di tale partecipazione è effettuata al costo, ovvero circa 134.1 mln EUR, valore corrispondente alla variazione dell'indebitamento di AEM per la sua acquisizione.

Secondo le indicazioni fornite dall'Enel, il programma di repowering di Eurogen interesserà 4,180 MW e richiederà investimenti per 1.5 mld EUR. La potenza installata aumenterà dell'11%, ovvero 800 MW, fino a raggiungere 7,810 MW. Questo programma è comunque in fase di revisione da parte di Edipower.

Nel 2001 Eurogen ha registrato una produzione lorda di circa 22.4 TWh, ovvero circa l'8.0% della produzione nazionale lorda. L'energia utilizzata per i servizi ausiliari, comprese le perdite nei trasformatori, è risultata di circa 1.5 TWh; la produzione netta è pertanto stata di circa 20.9 TWh (il 7.8% della produzione netta nazionale), ovvero -6.9% yoy. Questa performance è sostanzialmente dovuta al fatto che gli impianti di Eurogen erano prevalentemente impianti marginali, e pertanto utilizzati nelle ore di picco, per via della loro minore efficienza.

La produzione è stata ottenuta per l'88% con impianti termoelettrici.

TAB. 1 - PRODUZIONE NETTA DI EUROGEN. DATI IN GWH.

	2001	2000	Differenza
Termoelettrica	**18,458**	**20,176**	**-1,719**
Chivasso	114	208	-94
Turbigo	3,045	4,782	-1,737
Sermide	5,949	6,469	-519
Piacenza	2,249	2,606	-357
Brindisi Nord	1,408	476	932
S. Filippo del Mela	5,692	5,636	56
Idroelettrica	**2,454**	**2,295**	**160**
Nucleo Mese	1,371	1,191	180
Nucleo Udine	941	917	25
Nucleo Tusciano	142	187	-45
Totale	**20,912**	**22,471**	**-1,559**
% produzione termo	**88.3%**	**89.8%**	
% produzione idro	**11.7%**	**10.2%**	

Fonte: Enel

Rispetto al volume di produzione lorda del 2001, la quota parte di AEM Milano è di circa 3.8 TWh; rispetto alla produzione netta ammonta a circa 3.5 TWh.

TAB. 2 - BREAKDOWN CAPACITÀ DI EUROGEN.

Impianto	MW	Combustibile
Turbigo Levante	1,657	Gas / Oil
Sermide	1,210	Gas / Oil
San Filippo del Mela	1,194	Oil
Brindisi Nord	1,181	Oil / Carbone
Piacenza	624	Gas / Oil
Nucleo di Mese	377	Idro
Chivasso	376	Gas / Oil
Nucleo di Udine	293	Idro
Nucleo di Tusciano	96	Idro
TOTALE EUROGEN	**7,008**	
Termo	**89.1%**	
Idro	**10.9%**	

Fonte: Enel

Eurogen è stata assegnata ad un EV / MW di 0.54 mln EUR, un valore centrale rispetto alle 3 transazioni relative alle Genco, ed inferiore di circa il 18% rispetto al livello di 0.66 mln EUR di Elettrogen. Ciò è dipeso dal minor livello di competizione presente nella vendita della 2a Genco e dal peggiorato scenario macroeconomico rispetto a quello vigente al tempo della cessione di Elettrogen.

TAB. 3 - COMPARAZIONE DEGLI IMPIANTI. VALORI MONETARI IN MLN EUR.

	MW	% termo	% idro	EV	EV/MW '00	Sales '00	Ebitda '01	Sales '01	Ebitda '01	Ebitda mgn '00	Ebitda mgn '01	EV/Ebitda '01	EV/Ebitda '00
Elettrogen	5,438	81.4%	18.6%	3,585	0.66	1,266	376	1,210	262	21.7%	29.7%	13.7	9.5
Eurogen	7,008	89.1%	10.9%	3,808	0.54	1,500	384	1,569	482	30.7%	25.6%	7.9	9.9
Interpower	2,611	97.6%	2.4%	853	0.33	512	170	443	131	29.5%	33.2%	6.5	5.0
Totale	**15,057**	**87.8%**	**12.2%**	**8,246**	**0.55**	**3,278**	**930**	**3,222**	**875**	**27.2%**	**28.4%**	**9.4**	**8.9**
Enel Produzione	38,561	66.5%	33.5%			7690	2687	8,183	2,739	33.5%	34.9%		

Fonte: elaborazioni Centrosim su dati Enel

La cessione di Interpower ha dato il via libera all'ulteriore riduzione della soglia di idoneità da 9 GWh annui a 0.1 GWh annui, da applicarsi entro 90 giorni dalla cessione medesima (29 gennaio). Ciò implicherà l'ampliamento del requisito di idoneità a circa il 60% dei consumi finali.

Nel caso di Interpower, la minore valutazione in termini di EV / MW è dipesa:

1) dal debole scenario competitivo, con la presenza di una sola offerta vincolante;
2) dallo scenario economico sostanzialmente peggiorato;
3) dalla presenza notevolmente più ampia di impianti termoelettrici rispetto a quelli idroelettrici, nonché maggiori costi per MW in termini di repowering e conversione al ciclo turbogas. Gli investimenti di repowering per Interpower sono stimati in 0.9 mld EUR (arco temporale 2002-2006), ovvero 0.34 mln EUR / MW, rispetto ai circa 1.5 mld EUR (arco temporale 2001-2006) per Eurogen, ovvero 0.21 mln EUR / MW, ed al valore di 1 mld EUR (periodo 2001-2005) per Elettrogen, ovvero 0.18 mln EUR / MW;
4) dalla elevata quotazione del petrolio, che qualora perdurasse tenderebbe a penalizzare gli impianti alimentati da tale fonte rispetto a quelli idroelettrici.

Secondo dati GRTN, alla fine del 2001 la potenza lorda installata in Italia era di circa 78.8 GW, che si riduceva a 76.2 GW di potenza efficiente netta. Tali valori risultano entrambi in crescita di circa 0.7 GW sul 2000. Come sotto evidenziato, oltre il 72% della potenza efficiente netta nazionale era costituita da impianti termoelettrici e quasi il 27% da impianti idroelettrici.

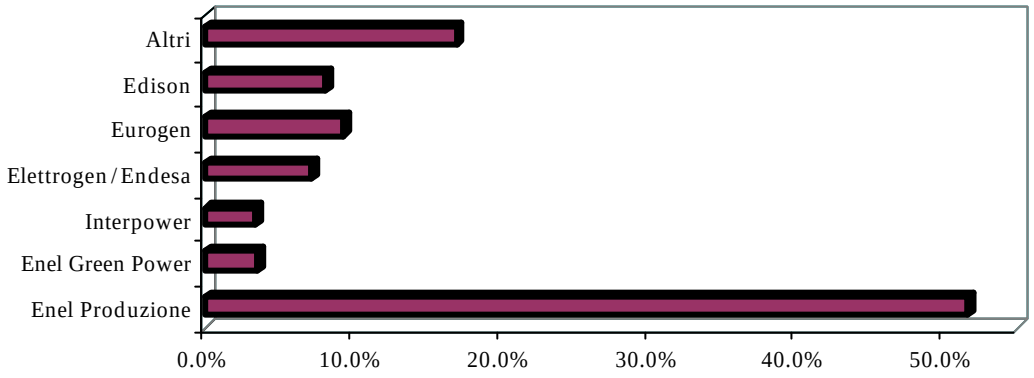
La tecnologia eolica e fotovoltaica costituiva circa l'1% della potenza installata netta.

TAB. 4 - POTENZA ELETTRICA IN ITALIA ALLA FINE DEL 2001. VALORI IN MW.

	Lorda	Netta	%	Disponibile	Indisponibile	% indisp.	% su dispon.
Idroelettrico	20,744	20,433	26.8%	13,450	6,983	34.2%	25.4%
Termoelettrico	57,373	55,110	72.3%	39,400	15,710	28.5%	74.3%
Eolici e fotovoltaici	670	667	0.9%	150	517	77.5%	0.3%
TOTALE	**78,787**	**76,210**	**100.0%**	**53,000**	**23,210**	**30.5%**	**100.0%**

Fonte: GRTN

FIG. 2 - BREAKDOWN POTENZA INSTALLATA.

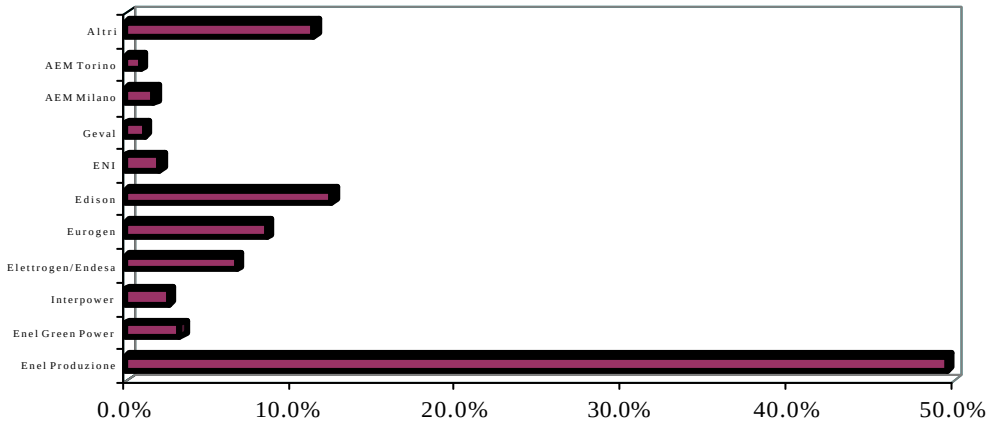


Fonte: AEEG

I dati sopra riportati, al netto della capacità destinata all'autoconsumo, evidenziano che Enel Produzione detiene il 51.7% della potenza netta installata; il secondo operatore era costituito da Eurogen, con il 9.2% della potenza installata, mentre Edison era al terzo posto con una quota dell'8.1%. Il gruppo Elettrogen / Endesa risultava al quarto posto con il 7.1%. Con 1,020 MW di potenza installata, AEM Milano era pertanto titolare dell'1.3% della potenza nazionale netta. Considerando le quote dei soci industriali di Edipower rispetto alla capacità produttiva ed all'energia prodotta da Eurogen, Edison passa dall'8.1% al 12.7%, mentre AEM Milano passa dall'1.3% al 2.8%.

Rispetto invece alla produzione di energia elettrica al netto della quota destinata agli autoconsumi, il breakdown delle quote di mercato fra i vari operatori risulta come segue:

FIG. 3 - BREAKDOWN PRODUZIONE ELETTRICITÀ



Fonte: AEEG

Analogamente a quanto visto relativamente alla potenza netta installata, anche nella produzione netta di elettricità Enel Produzione risulta il primo operatore, con una quota di mercato del 49.5%. Edison è in seconda posizione con il 12.4%, ed Eurogen al terzo posto con l'8.5%. Il gruppo Elettrogen / Endesa risultava al quarto posto con il 6.6%. Anche in questo caso, considerando le quote dei soci industriali di Edipower rispetto alla capacità produttiva ed all'energia prodotta da Eurogen, Edison passa dal 12.4% al 16.7%, mentre AEM Milano passa dall'1.7% (circa 4.6 TWh prodotti nel 2001) al 3.2%.

Come illustrato precedentemente, AEM Milano sta attuando una serie di progetti per il potenziamento della propria capacità produttiva.

Prima del repowering del gruppo 1 nell'impianto di Cassano d'Adda, la produzione potenziale termoelettrica era di circa 1.5 TWh, mentre la produzione potenziale idroelettrica era di 1.8 TWh (quest'ultima è rimasta pressoché costante). Complessivamente, la produzione elettrica potenziale ammontava a 3.3 TWh. Il repowering del gruppo 1 dell'impianto di Cassano d'Adda apporta una produzione differenziale di 1 TWh annuo. Includendo il completamento del 1° e del 2° repowering del gruppo 2 (rispettivamente da completare entro aprile 2003 e luglio 2005, con produzioni addizionali di 1.1 TWh e 2.3 TWh), la disponibilità elettrica complessiva del parco produttivo di AEM Milano è prevista salire da 3.3 TWh a 7.7 TWh, ovvero 2.3x il livello iniziale. Tale target verrà raggiunto nel 2006, una volta completato il modulo produttivo da 400 MW all'interno del gruppo 2.

A livello di capex, il passaggio dagli attuali 560 MW di capacità produttiva termoelettrica (1.5 TWh annui) al target di 1,040 MW termoelettrici nel luglio 2005, è atteso richiedere investimenti per circa 220 mln EUR, ovvero 0.46 mln EUR / MW.

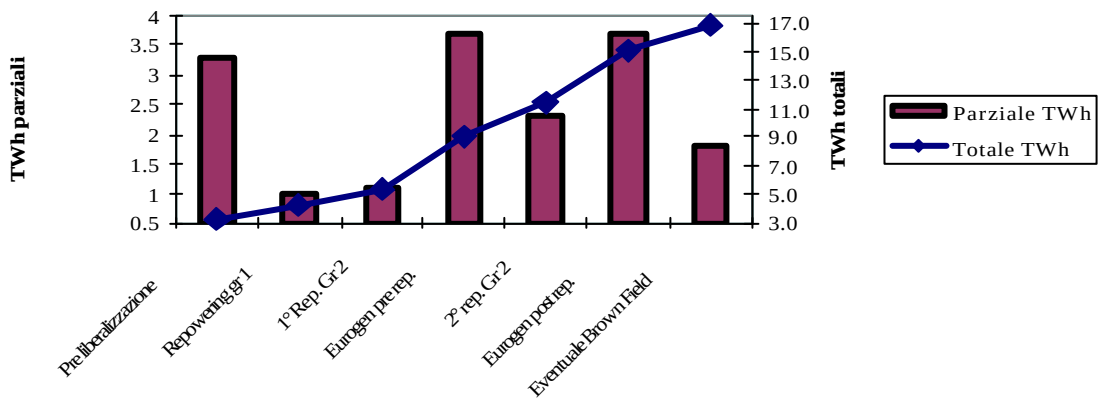
TAB. 5 - INTERVENTI SULL'IMPIANTO DI CASSANO D'ADDA.

Operazione	Capacità iniz. (MW)	Capacità fin. (MW)	Tecnologia	Capex (mln EUR)	Completamento
Repowering gr 1	100	240	CCGT	60	febbraio 2001
1° Repowering gr 2	320	400	CCGT	100	aprile 2003
2° Repowering gr 2	400	800	CCGT	120	luglio 2005

Fonte: AEM Milano

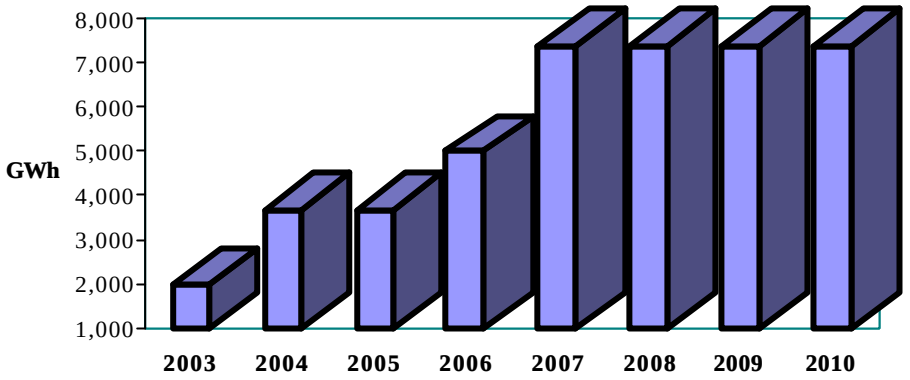
Includendo anche l'apporto pro-quota di Eurogen al termine del repowering (7.4 TWh, mentre nella situazione pre repowering il contributo è di 3.7 TWh), la produzione elettrica disponibile sale da 7.7 TWh a 15.1 TWh; infine, considerando anche l'eventuale implementazione del progetto brown field, la disponibilità produttiva del gruppo si attesta a quota 16.9 TWh, ovvero circa 5.1x il livello attuale.

FIG. 4 - EVOLUZIONE PRODUZIONE ELETTRICA.



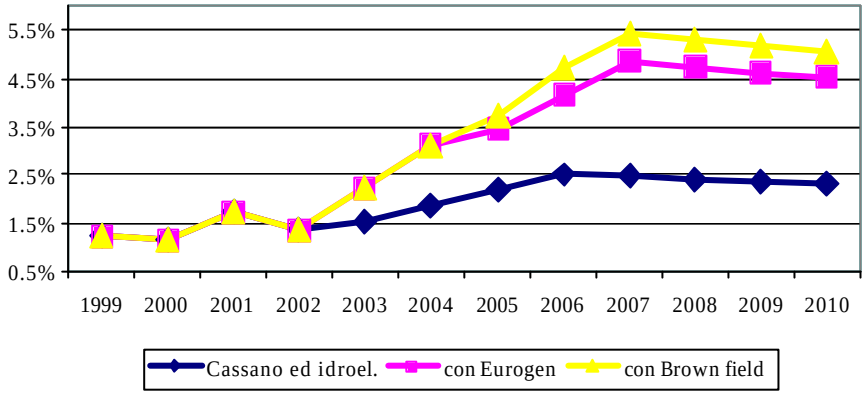
Fonte: AEM Milano

FIG. 5 - EVOLUZIONE OUTPUT PRO QUOTA EUROGEN PER AEM



Fonte: AEM Milano

FIG. 6 - INCIDENZA DI AEM SULLA PRODUZIONE NETTA NAZIONALE



Fonte: AEM Milano

La produzione elettrica di AEM Milano per il 2002 è stimata all'1.4% della produzione nazionale netta. Attraverso il potenziamento dell'impianto di Cassano la quota nazionale nei prossimi anni è attesa in crescita fino al picco del 2007 (2.5%), mentre nella parte terminale del decennio questa quota è attesa in lieve flessione (2.3% al 2010). Con la quota parte dell'energia prodotta da Eurogen, la quota di AEM Milano nel 2003 è attesa intorno al 2.2%, con un picco nel 2007 al 4.8% ed un valore intorno al 4.5% al 2010. Considerando anche l'output relativo all'eventuale brown field, atteso entrare in funzione a metà del 2005, la quota di mercato potrebbe raggiungere un massimo nel 2007 al 5.4% ed attestarsi successivamente al 5.0% al 2010.

La crescita sopra esposta nel settore della generazione termoelettrica comporterà un consistente incremento del fabbisogno di gas, più in particolare da 1.8 mld mc annui nel biennio 2001/02 a 4.4 mld mc annui nel biennio 2005-2006. Questo implica che la crescita del fabbisogno supererà la disponibilità proveniente da Plurigas; pertanto, a meno di un incremento dei volumi importati da quest'ultima, AEM dovrà acquistare gas da altri fornitori, e ciò potrebbe comportare un aumento dei costi unitari di acquisto ed una riduzione dei margini sulla generazione e sulla distribuzione.

La materia relativa agli stranded cost ed alla tassazione della rendita idroelettrica è stata recentemente trasferita dal DdL Marzano al DL 18/02/2003 n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico, pubblicato sulla G.U. n. 41 del 19 febbraio. A meno di una mancata conversione da parte del Parlamento, tale manovra permette di rendere immediatamente applicabile il disposto del decreto, sganciandolo pertanto dai tempi tecnici di approvazione del DdL, attesi relativamente lunghi per via della consistente mole di emendamenti presentati al testo originario. Il DL prevede l'eliminazione della tassazione sulla rendita idroelettrica a partire dal 2002. Gli stranded cost sono invece eliminati a partire dal 2004.

Rileviamo tuttavia come il Consiglio di Stato abbia recentemente sospeso la decisione sulla validità del tributo in oggetto (avanzata da AEM Milano ed AEM Torino al TAR Lombardia per via del fatto che la tassazione si applica ai soli produttori-distributori di energia idroelettrica, e risulterebbe pertanto lesiva del principio di concorrenza; il TAR Lombardia aveva rigettato la richiesta di annullamento per motivi formali), rinvian-

dola alla soluzione preliminare di una questione interpretativa da parte della Corte di Giustizia Europea, circa la compatibilità di tale prelievo con la legislazione comunitaria. L'argomento assume particolare rilievo in quanto la Corte Europea dovrebbe allargare il discorso al problema più generale degli aiuti di Stato al settore elettrico e pertanto al riconoscimento degli stranded cost (il gettito della tassazione della rendita idro è destinato al finanziamento degli stranded cost). Ciò potrebbe avere ripercussioni sul DL esaminato e conseguentemente anche sul DdL Marzano, in relazione alla ridefinizione dei meccanismi tariffari delle attività di trasmissione e distribuzione dell'elettricità, strettamente collegati nella loro quantificazione all'effetto derivante dalla rimozione degli oneri generali del sistema elettrico.

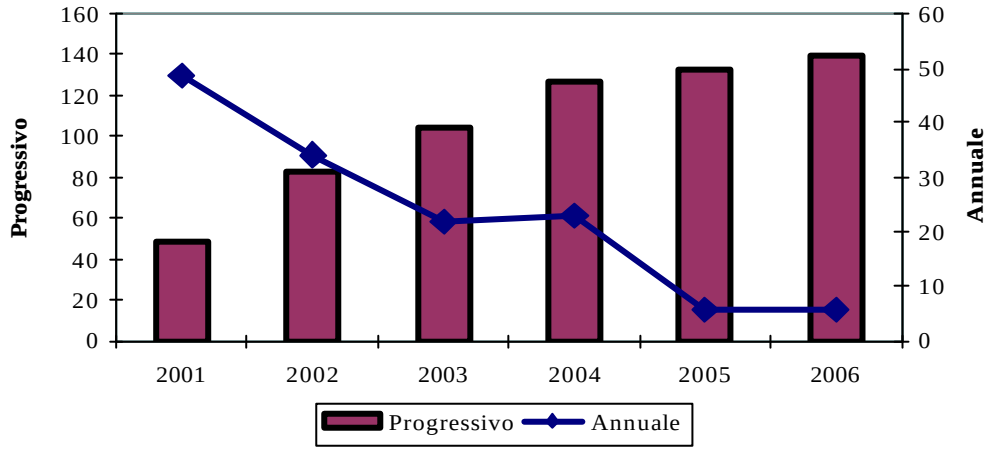
Notiamo infatti come l'attuale gap nella eliminazione di tali partite risulta a svantaggio di Enel per circa 1.4 mld EUR, recuperato dal DdL Marzano attraverso la rivalutazione della remunerazione sulle attività di trasmissione e distribuzione elettrica.

L'AEEG ha invece proposto di unificare entrambe i termini al gennaio 2003; l'Autorità stima infatti in 1.2 mld EUR l'aggravio sulle tariffe derivante dal lag temporale (2 anni) attualmente considerato nel DL sugli oneri generali, con evidenti effetti in termini di prezzo dell'elettricità e pertanto inflazionistici.

Nel 2001 l'onere per AEM Milano relativo alla tassazione della rendita idroelettrica è ammontato a circa 49 mln EUR. Nel 1H 02 tale componente è ammontata a 16 mln EUR, mentre dopo i primi 9 mesi del 2002 era di 24.3 mln EUR, in diminuzione di circa 16 mln EUR rispetto allo stesso periodo del 2001. Le attese su tutto il 2002 sono di 34 mln EUR, in riduzione del 30.2% sul 2001 per via del calo della produzione idroelettrica.

Nella presentazione dei dati di bilancio 2000, il gruppo ha fornito delle indicazioni relativamente all'evoluzione della tassazione sulla rendita idroelettrica. Per il periodo 2003-2006 il gruppo stima un onere totale di circa 56 mln EUR.

FIG. 7 - TASSAZIONE RENDITA IDROELETTRICA.



Fonte: AEM Milano

Rispetto alla situazione iniziale di piena operatività del tributo, l'eliminazione della tassazione a partire dal 2002 implica, al netto dell'effetto fiscale, una creazione di valore per AEM Milano di circa 59 mln EUR, di cui 27 mln EUR di competenza del 2002 ed il resto del periodo 2003-2006. Le assunzioni del nostro modello a livello di valutazione del titolo sono basate sull'eliminazione del tributo dal 2002, ma nel conto economico la stima sull'Ebitda del 2002 non include il recupero di tale partita. Al contrario, un'eventuale unificazione dei termini di eliminazione della hydro penalty e degli stranded cost al 2004 implicherebbe una distruzione di valore rispetto al target price di 40 mln EUR, ovvero circa 2.2 cent EUR per azione (1.8% rispetto al prezzo attuale). Se invece l'eliminazione delle 2 partite venisse effettuata dal 2003, la distruzione di valore per AEM Milano rispetto al target price sarebbe di circa 27 mln EUR, ovvero 1.5 cent EUR per azione (1.2% rispetto alla quotazione attuale).

TAB. 6 - EVOLUZIONE TASSAZIONE DELLA RENDITA IDROELETTRICA. VALORI IN MLN EUR.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Componente tass. rendita idro (attese AEM)	52	61	43	46	23	23
Tassazione % rendita idro	75.0%	75.0%	50.0%	50.0%	25.0%	25.0%
Tass. Rendita idro (attese AEM)	39	46	22	23	6	6
Tass. rendita idro (effettivo)	49	34				
Progressivo (effettivo ed atteso)	49	83	104	127	133	139
Flusso annuale (effettivo ed atteso)	49	34	22	23	6	6
Flusso Annuale al netto effetto fiscale	38	26	14	15	4	4
Fatt. attualizzazione	1.07	1.03	0.94	0.88	0.82	0.77
Flussi attualizzati	40	27	13	13	3	3

Fonte: dati societari

Per calcolare il valore attuale dei prelievi a valere sul 2001 e sul 2002 non è stato utilizzato il WACC di AEM Milano, ma il tasso d'interesse legale per quel periodo, in quanto riteniamo che eventuali rimborsi sarebbero computati a questo tasso di interesse.

Dal 1 ottobre 2001 gli impianti di produzione sono gestiti da AEM Trading srl, attraverso un apposito contratto che prevede il riconoscimento ad AEM dei costi fissi di produzione oltre alla remunerazione del capitale investito. Per via di questo motivo, il conto economico di AEM Produzione riporta fino al 3Q 01 i ricavi completi da cessione di energia elettrica, mentre dal 4Q 01 i ricavi esprimono il minor prezzo unitario derivante dagli accordi sopra riportati (la differenza è imputabile al costo del combustibile, fornito da AEM Trading). L'accordo considerato non genera modificazioni nella determinazione dell'Ebitda; chiaramente ciò si risolve in un maggiore Ebitda margin.

TAB. 7 - AEM PRODUZIONE. VALORI IN MLN EUR.

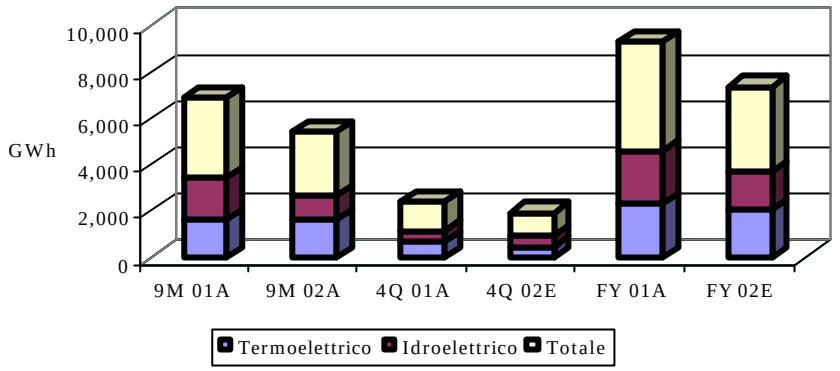
3Q 01	3Q 02	YoY%		9M 01	9M 02	YoY%
64.6	21.6	-66.6%	Sales	240	94.7	-60.5%
15.6	8.1	-48.1%	Ebitda	78.8	43	-45.4%
24.1%	37.5%		mgn	32.8%	45.4%	
10.3	2.6	-74.8%	Ebit	62.9	26.7	-57.6%
15.9%	12.0%		mgn	26.2%	28.2%	

Fonte: dati societari

Nei primi 9 mesi dell'anno la produzione totale di energia elettrica si è attestata a 2,729 GWh, in riduzione del 21.2% rispetto allo stesso periodo del 2001. In particolare, la produzione idroelettrica si è attestata a 1,116 GWh, in diminuzione del 39.7%, mentre quella termoelettrica è sostanzialmente stabile (-0.1%) a 1,613 GWh, malgrado la fermata del gruppo 2 della centrale termoelettrica di Cassano d'Adda per l'avvio dei lavori di repowering.

Per via delle consistenti precipitazioni, nel 4Q 02 il livello degli invasi e l'indice di producibilità idroelettrica sono tornati su valori ottimali; consistentemente con le indicazioni fornite dal management, assumiamo per il 4Q 02 un livello di produzione idroelettrica in linea con quello dello stesso periodo 2001 (circa 460 GWh), mentre relativamente al comparto termoelettrico assumiamo per il 4Q 02 una riduzione del 31.8% per via della temporanea chiusura del gruppo 2 dell'impianto di Cassano d'Adda dovuta alle operazioni di repowering. Conseguentemente, su tutto l'anno 2002 la produzione idroelettrica è attesa a 1,578 GWh (-31.7% sul 2001), mentre la produzione termoelettrica è attesa a 2,102 GWh (-9.9% sul 2001). Complessivamente, la produzione elettrica è attesa a 952 GWh nel 4Q 02 ed a 3,681 GWh su tutto il 2002.

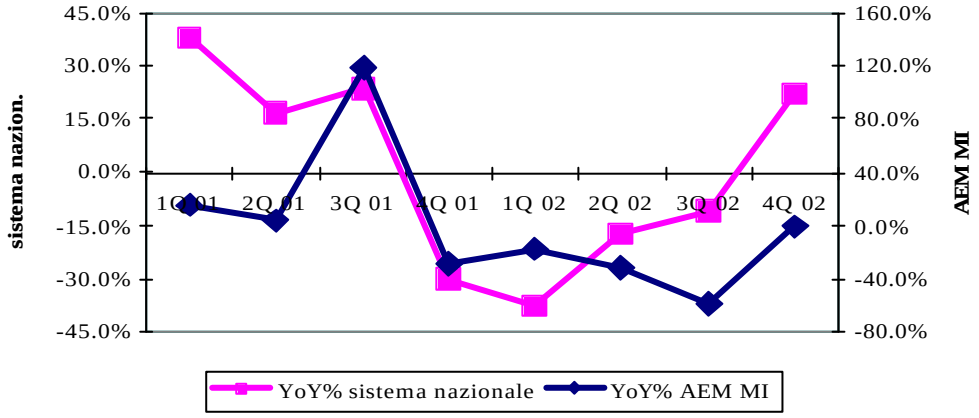
Fig. 8 - Evoluzione produzione elettrica AEM.



Fonte: AEM MI e Centrosim

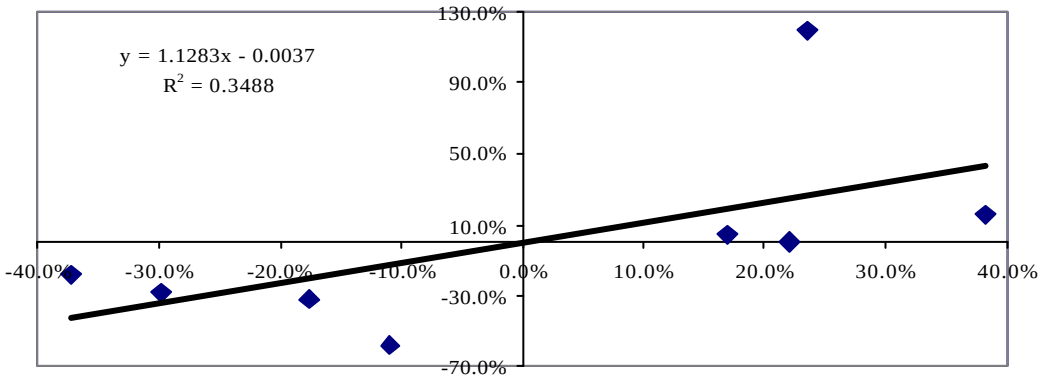
Rileviamo come a livello nazionale, la produzione idroelettrica e termoelettrica, che nei primi 9 mesi del 2002 avevano registrato rispettivamente una riduzione del 22.2% ed un incremento dell'8.5%, nel 4Q 02 mostrano rispettivamente un incremento del 22.1% ed un decremento del 5.1%. La produzione totale netta, che nei primi 9 mesi aveva registrato un incremento dell'1.8%, nel 4Q è sostanzialmente stabile (-0.2%). Complessivamente, su tutto il 2002, con 48 TWh la produzione idroelettrica nazionale è in calo del 10.9% rispetto all'output del 2001. La produzione termoelettrica, con circa 230 TWh è in crescita del 4.8%, mentre la produzione elettrica complessiva netta, con circa 270 TWh cresce dell'1.6%.

Fig. 9 - Performance produzione idroelettrica



Fonte: GRTN, AEM Milano, stime Centrosim

Fig. 10 - Regressione performance produzione idroelettrica



Si nota che dal 4Q 01 fino al 3Q 02 incluso, il livello trimestrale di produzione idroelettrica mostra dei tassi di variazione negativi, per via di avverse condizioni climatiche. Questo si verifica sia a livello nazionale che per AEM Milano. Il 4Q 02 ha invece mostrato una sostanziale ripresa a livello nazionale (+22%), mentre dovrebbe essere stabile per AEM Milano. Considerato l'attuale livello degli invasi ed i volumi di produzione registrati nei primi mesi del 2002, l'inizio del 2003 dovrebbe mostrare forti tassi di crescita della produzione idroelettrica sia a livello nazionale che per AEM Milano.

L'analisi sui dati storici dal 1Q 01 evidenzia una scarsa correlazione tra le performance della produzione idroelettrica a livello nazionale e di AEM (R^2 di circa 0.35), con una pendenza della retta di regressione superiore all'unità.

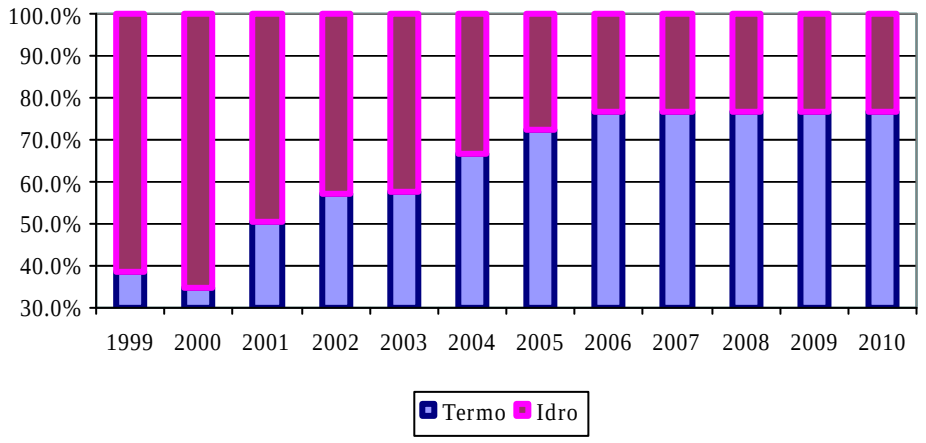
TAB. 8 - EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA PER AEM MI.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produzione idroelettrica (GWh)	1,946	1,997	2,311	1,578	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
YoY%		2.6%	15.7%	-31.7%	14.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Potenza Termo per AEM (MW)	315	315	411	300	330	480	630	780	780	780	780	780
Load factor %	44.3%	38.8%	64.8%	80.0%	85.0%	85.0%	86.0%	86.0%	86.0%	86.0%	86.0%	86.0%
Produzione termoelettrica (GWh)	1,223	1,070	2,333	2,102	2,457	3,574	4,746	5,876	5,876	5,876	5,876	5,876
YoY%		-12.5%	118.0%	-9.9%	16.9%	45.5%	32.8%	23.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Totale (GWh)	3,169	3,067	4,644	3,681	4,257	5,374	6,546	7,676	7,676	7,676	7,676	7,676
YoY%		-3.2%	51.4%	-20.7%	15.7%	26.2%	21.8%	17.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Fonte: AEM Milano e stime Centrosim

La produzione idroelettrica sul 2003 è stimata in 1.8 TWh (+14.1% yoy), ma l'attuale livello degli invasi e l'elevato indice di producibilità idroelettrica potrebbero rendere prudenziale tale stima. La produzione termoelettrica è invece stimata in circa 2.5 TWh (+16.9% yoy, load factor in crescita di 5 pp all'85%), per via del completamento del repowering del gruppo 2, disponibile da giugno 2003. Complessivamente, la produzione elettrica è stimata in circa 4.3 TWh, in crescita del 15.7% yoy. Per gli anni successivi assumiamo una produzione idroelettrica stabile ed una crescita dell'output termoelettrico, in funzione del potenziamento degli impianti. Il 2006 è l'anno in cui si arriverà a regime, con circa 7.7 TWh di produzione ed un load factor degli impianti termoelettrici nell'ordine dell'86%.

FIG. 11 - MIX PRODUZIONE TERMO/IDRO



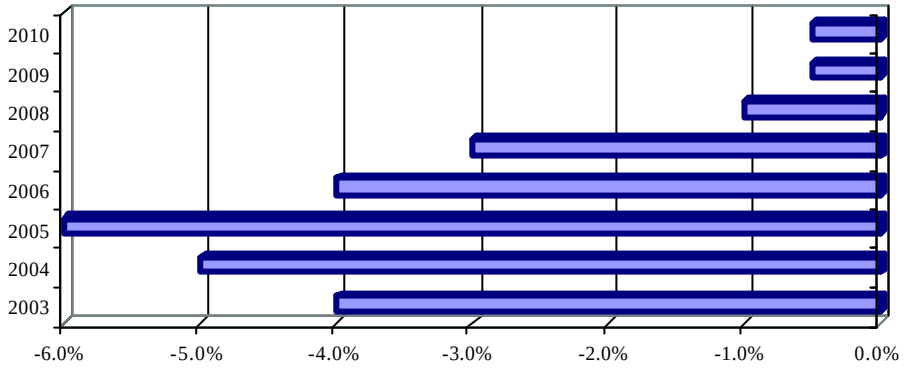
Fonte: dati societari e stime Centrosim

Da una situazione di sostanziale parità nel 2001, in cui il contributo della fonte termoelettrica è stato del 50.2%, il 2002 dovrebbe evidenziare una crescita dell'incidenza della produzione termoelettrica al 57.1%. Essendo costante a 1.8 TWh l'output idroelettrico atteso, la contribuzione del settore termoelettrico è vista in forte crescita. Le attese al 2006, anno di

stabilizzazione del rapporto, indicano una contribuzione del settore termoelettrico al 76.5%.

Relativamente all'andamento dei prezzi alla produzione, le attese per i prossimi anni evidenziano una notevole riduzione, essenzialmente in funzione dei notevoli progetti di sviluppo di nuovi impianti da parte dei vari operatori, facilitati dai recenti provvedimenti legislativi volti ad abbreviare i termini per l'ottenimento delle concessioni nei confronti della Pubblica Amministrazione. Riteniamo che le principali variazioni possano verificarsi intorno alla metà del decennio. Complessivamente, le nostre attese evidenziano una riduzione di circa il 29% dei prezzi alla produzione nel periodo 2002-2010.

Fig. 12 - Variazione YoY prezzi alla produzione



Fonte: stime Centrosim

Tab. 9 – Conto economico settore generazione. Valori in mln EUR.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	188	282	130	144	173	198	223	216	214	213	212
YoY%	91.4%	50.0%	-54.0%	11.0%	19.9%	14.5%	12.6%	-3.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%
Ebitda	67	101	60	105	128	146	165	160	158	157	157
Mgn	35.6%	35.8%	46.0%	73.2%	74.0%	74.0%	74.0%	74.0%	74.0%	74.0%	74.0%
YoY%		50.7%	-41.0%	76.7%	21.2%	14.5%	12.6%	-3.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%
Amm.ti ed acc.ti	21	21	22	22	24	28	29	28	28	28	27
Mgn	11.2%	7.4%	17.2%	15.0%	14.0%	14.0%	13.0%	13.0%	13.0%	13.0%	13.0%
YoY%		0.0%	6.3%	-3.2%	11.9%	14.5%	4.5%	-3.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%
Ebit	46	80	37	84	104	119	136	132	130	130	129
Mgn	24.5%	28.4%	28.8%	58.2%	60.0%	60.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%	61.0%
YoY%		73.9%	-53.4%	124.5%	23.6%	14.5%	14.4%	-3.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

L'Ebitda del 2002 non considera la restituzione della tassazione sulla rendita idroelettrica, valutata in circa 34 mln EUR. La proiezione del 2003 elimina invece completamente tale partita, come previsto dal DL 25/03 sopra commentato. Conseguentemente, anche per via di una maggiore produzione elettrica e del maggior livello di efficienza sia degli impianti idroelettrici che degli impianti termoelettrici, l'Ebitda del 2003 è visto in crescita del 73% circa a 105 mln EUR. Le assunzioni del modello implicano un CAGR dell'Ebitda del 16.0% nel triennio 2003-2006; successivamente, gli asset del gruppo saranno a regime.

Valutazione dell'area generazione

Per la valutazione dell'area generazione, interamente presente all'interno di AEM S.p.A., utilizziamo il beta unlevered da noi definito per il business utilities, e stimato in 0.4 . Aggiungiamo tuttavia a tale valore una componente, arbitrariamente fissata al 100%, per considerare i rischi impliciti connessi sia alla volatilità attesa del sistema dei prezzi alla generazione nei prossimi anni, sia al processo di crescita del gruppo nell'area in esame. Il beta unlevered che ne deriva è 0.8 . Circa la struttura finanziaria delle varie aree analizzate, assumiamo che questa sia identica a quella risultante dall'analisi dei dati consolidati rispetto alla valutazione di mercato.

Riteniamo che questo approccio consideri tutti i rischi di mercato evidenziati dalle aree considerate, e possa quindi ritenersi prudenziale.

Proponiamo pertanto 2 beta unlevered: uno di 0.4 per quei business che presentano maggiori caratteristiche di stabilità e che dunque non evidenziano particolari componenti di rischio (trasmissione, distribuzione e vendita di elettricità a clienti vincolati, distribuzione e vendita di gas). L'altro è di 0.8, maggiorato del 100%, per le aree d'affari più rischiose (generazione, vendita di elettricità a clienti idonei, trading).

TAB. 10 - ASSUNZIONI CAPM

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
bu	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
bl	1.04	1.04	1.03	1.01	0.99	0.97	0.96	0.95
rf	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%	4.3%
(rm-rf)	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
kd	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%	6.5%
ke	8.4%	8.4%	8.4%	8.3%	8.2%	8.2%	8.2%	8.1%
g								1.0%
D/(D+E)	31.3%	31.2%	31.0%	29.6%	27.5%	25.7%	24.4%	23.3%
E/(D+E)	68.7%	68.8%	69.0%	70.4%	72.5%	74.3%	75.6%	76.7%
tax rate	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%
kd (1-t)	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%	4.2%
WACC	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.1%	7.2%	7.2%	7.2%
WACC-g								6.2%

Fonte: stime Centrosim

Il beta levered stimato per l'area in questione è superiore all'unità per l'anno in corso ed i prossimi, mentre scende sotto l'unità alla fine del decennio. Ciò risulta sostanzialmente in linea con il beta levered calcolato sulle variazioni settimanali negli ultimi 3 anni, pari all'unità. Tale valore è tuttavia inficiato dalla componente TLC, che nel biennio 2000-2001 ha esercitato sulla volatilità del titolo un effetto espansivo, rendendola più simile ai titoli della new economy piuttosto che ad una utility (vedi infra, paragrafo sulla performance ed analisi statistica di AEM Milano).

Il WACC che ne deriva è intorno al 7.1%, un valore chiaramente superiore a quello espresso da altri operatori, fra cui Enel, che minimizzano tale variabile per via di un gearing più elevato, un minor beta ed un minor costo del debito (stimiamo per Enel un WACC intorno al 5.4% nell'area generazione).

Il tasso di crescita perpetuo è stimato in via prudenziale all'1%. Considerato infatti che nel lungo termine la quota di mercato di AEM nel settore generazione potrebbe essere assunta costante, dato un tasso di crescita della produzione elettrica in linea con il PIL ed una dinamica dei prezzi non negativa, anche al netto di maggiori efficienze dal lato dei costi tale tasso di crescita perpetuo appare prudenziale.

TAB. 11 - DETERMINAZIONE DEI FCF. VALORI IN MLN EUR.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ebit	84	104	119	136	132	130	130	129
Imposte	29	36	42	48	46	46	45	45
Ebit dopo imposte	54	67	77	88	86	85	84	84
Amm.ti ed acc.ti	22	24	28	29	28	28	28	27
Delta F.di	7	6	4	5	4	1	0	0
Cash Flow	83	98	109	123	118	113	112	111
Delta CCN	4	3	2	3	2	0	0	0
Cash Flow operativo	87	101	111	126	120	113	112	111
YoY%		15.8%	9.4%	13.3%	-4.5%	-5.4%	-1.3%	-0.5%
CAPEX	111	133	93	28	28	28	28	28
YoY%		20.0%	-30.0%	-70.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
FCF	-23	-31	18	98	92	86	84	84
YoY%		35.9%	-156.8%	446.4%	-5.7%	-7.1%	-1.7%	-0.7%
Fatt. attualizz.	0.95	0.88	0.82	0.77	0.72	0.67	0.62	0.58
DCF	-22	-28	15	75	66	57	53	49

Fonte: stime Centrosim

TAB. 12 - VALORE ECONOMICO DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

Terminal value	1,362
Discounted Terminal value	794
Somma DCFs	265
Eliminaz. Hydro Penalty 2002	27
EV settore generazione	**1,085**

Fonte: stime Centrosim

Considerato l'attuale piano di sviluppo e la restituzione della tassazione sulla rendita idroelettrica a partire dal 2002, l'EV dell'area generazione è stimato in circa 1.1 mld EUR, a fronte di una capacità installata a partire dal prossimo aprile di 1,180 MW. L'EV/MW corrispondente, ovvero 0.92 mln EUR, non è un indicatore rappresentativo per via del valore aggiunto generato dall'ulteriore potenziamento del gruppo 2 da 400 MW a 800 MW. Le assunzioni del modello implicano un EV/Ebitda al 2006, anno di stabilizzazione dei risultati, di 6.6x; tale valore appare consistente con quanto evidenziato dalle transazioni relative alle Genco Enel, ed in particolare di Eurogen (EV/Ebitda 01 di 7.9x).

Non considerando il piano di sviluppo relativo alla 2a unità di Cassano, deriveremmo un EV di 940 mln EUR, ovvero un EV/MW di 0.8 mln EUR rispetto ai 1,180 MW disponibili dal prossimo aprile. Tale valore è del tutto coerente con l'attuale composizione degli impianti. Il valore aggiunto generato dal potenziamento del gruppo 2 da 400 MW a 800 MW viene pertanto stimato intorno ai 145 mln EUR.

Area trasmissione

AEM trasmissione possiede 1,092 Km di linee elettriche ad alta tensione, che collegano le centrali di produzione con la sua rete di distribuzione in media e bassa tensione. Le linee in oggetto costituiscono parte della rete nazionale di trasporto gestita dal GRTN.

Alla fine del 2001 il capitale investito netto di AEM trasmissione era di circa 83 mln EUR, di cui 79 mln EUR a titolo di patrimonio netto e circa 4 mln EUR di debito netto, in crescita di circa 6.8 mln EUR rispetto al 2000.

Anche AEM, al pari delle altre società nazionali del settore, è interessata dall'art. 11 del DdL Marzano di riforma e riordino del settore energetico, il quale al comma 1 dispone che le società operanti nei settori della produzione, importazione e vendita di energia elettrica e gas naturale, e comunque le società a controllo pubblico, non possono detenere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 10% del capitale delle società che sono proprietarie di reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas naturale.

Al comma 2, lo stesso articolo dispone che non sono considerate reti nazionali di trasporto le infrastrutture di lunghezza inferiore a 10 Km, necessarie unicamente alla connessione degli impianti alla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica, nonché le infrastrutture realizzate al fine di potenziare la capacità di importazione, per le quali è consentita l'allocazione di una quota della loro capacità in regime di accesso negoziato.

Il disposto dell'articolo 11 va realizzato entro 3 anni dalla data di entrata in vigore dello stesso decreto. Attualmente il Parlamento sta discutendo se anticipare tale limite temporale di 1 o 2 anni, ovvero lasciarlo invariato. Si sta inoltre valutando se elevare dal 10% al 15% la quota massima detenibile da parte degli operatori nelle società di trasmissione di elettricità e gas.

Lo scenario più plausibile per realizzare quanto disposto dal DdL Marzano è l'unificazione delle varie porzioni di reti di trasmissione all'interno di Terna, per poi procedere ad una IPO del titolo ovvero ad una fusione con SNAM RG. All'interno di tali due soluzioni, quella relativa all'IPO sembra quella più percorribile, per una serie di fattori. Fra questi, rileviamo le scarse sinergie a nostro avviso conseguibili dal punto di vista operativo fra le reti di trasmissione elettrica e del gas, ed in secondo luogo le opposizioni avanzate dalla stessa SNAM RG ed ENI, che potrebbero essere penalizzate dalla medesima fusione in quanto parti acquirenti. Nel frattempo, SNAM RG potrebbe aver già proceduto con la fusione della rete di distribuzione di Italgas, dando vita alla creazione di un operatore proprietario di un'ampia parte della rete di trasporto e distribuzione del gas. D'altra parte, l'IPO di Terna genererebbe un consistente flusso di liquidità per Enel, che potrebbe essere utilizzato a sostegno della politica dei dividendi e pertanto di supporto al bilancio dello Stato.

Tale asset non risulta strategico per il business di AEM; riteniamo pertanto che un'eventuale cessione, con reinvestimento dei flussi di cassa nel core business del gruppo, possa esplicare effetti positivi per il titolo, sebbene ridotti per via dell'esiguità dei valori in giuoco.

Il rendimento reale ante imposte sul capitale investito netto degli operatori del settore è attualmente del 5.6%, un valore inferiore a quello riconosciuto agli altri operatori europei attivi nella trasmissione di gas o elettricità. La differenza con il rendimento di SNAM RG è di circa 2.3 punti percentuali. Il DdL Marzano prevede che l'AEEG definisca, entro 3 mesi dalla data di entrata in vigore del provvedimento stesso, le tariffe di remunerazione delle reti di trasporto e distribuzione per il successivo periodo regolatorio, il cui inizio è previsto nel 2004, osservando alcuni criteri di carattere generale, fra i quali:

1) adeguamento del tasso di rendimento del capitale investito netto, facendo riferimento, nella determinazione di quest'ultimo, ai valori rivalutati delle infrastrutture, ed assumendo, quale tasso privo di rischio, almeno il tasso di rendimento dei titoli di Stato a lungo termine. Considerato che nella determinazione del rendimento degli asset in oggetto viene attualmente utilizzato il risk free rate di medio termine (3 anni), l'impatto derivante da tale variazione è stimato in circa 200 bps;
2) trasferimento agli utenti, al termine del periodo di regolamentazione, di una quota delle maggiori efficienze realizzate dagli operatori rispetto agli obiettivi definiti nel meccanismo di price-cap non superiore a quella trasferita agli stessi operatori;
3) applicazione del meccanismo di price-cap, anche differenziato tra le diverse tipologie di reti, prevedendo recuperi di efficienza non superiori a quelli correntemente in vigore ed applicandolo alla sola componente tariffaria destinata alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti.

In merito a quest'ultimo punto, l'AEEG ha osservato come l'applicazione del meccanismo del price-cap alla sola componente tariffaria destinata alla copertura dei costi operativi e degli ammortamenti, impedirebbe l'adeguamento della quota parte delle componenti tariffarie destinate alla remunerazione del capitale investito nell'impresa, che si assumerebbe pertanto costante durante tutto il periodo regolatorio. Tale condizione determinerebbe incrementi tariffari che, nell'ultimo anno del successivo periodo regolatorio, raggiungerebbero l'importo di circa 120 mln EUR.

Sebbene la struttura attesa del meccanismo tariffario appaia quindi favorevole agli operatori del settore, non essendo comunque ancora possibile quantificare detti effetti, le nostre proiezioni relativamente alla divisione in oggetto sono basate su un mantenimento delle condizioni remunerative attuali. La

stima dell'EV della divisione risulterebbe pertanto prudenziale nella misura in cui le nuove condizioni di redditività degli asset in oggetto si discostino dalle condizioni attuali.

TAB. 13 - AEM TRASMISSIONE. VALORI IN MLN EUR.

3Q 01	3Q 02		9M 01	9M 02
4.6	2.1	Sales	8.6	6.6
1.2	1.5	Ebitda	3.9	4.5
26.1%	71.4%	mgn	45.3%	68.2%
0.4	0.7	Ebit	1.4	2.0
8.7%	33.3%	mgn	16.3%	30.3%

Fonte: dati societari

TAB. 14 – CONTO ECONOMICO SETTORE TRASMISSIONE. VALORI IN MLN EUR.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	2	8	11	9	9	9	10	10	10	10	10	10
YoY%		312.1%	34.6%	-15.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Ebitda	1	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7
mgn	63.1%	67.9%	50.5%	68.2%	68.5%	68.9%	69.2%	69.5%	69.8%	70.0%	70.0%	70.0%
YoY%		343.7%	0.0%	14.9%	1.5%	1.6%	1.4%	1.4%	1.4%	1.3%	1.0%	1.0%
Amm.ti ed acc.ti	2	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4
mgn	78.8%	39.5%	30.3%	37.9%	37.7%	37.6%	37.4%	37.1%	37.0%	36.7%	36.3%	36.0%
Ebit	0	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
mgn	-15.8%	28.4%	20.2%	30.3%	30.8%	31.3%	31.8%	32.4%	32.8%	33.3%	33.7%	34.0%
YoY%		-842.2%	-4.3%	27.6%	2.7%	2.6%	2.6%	2.9%	2.2%	2.5%	2.2%	1.9%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

Valutazione dell'area trasmissione

Essendo tale area caratterizzata da elevata stabilità ed assenza di rischi specifici, assumiamo una struttura del WACC senza la componente addizionale sul beta unlevered, che viene pertanto assunto a 0.4 ed origina la seguente struttura del WACC.

TAB. 15 - DETERMINAZIONE DEL WACC PER L'AREA TRASMISSIONE.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
bu	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
bl	0.52	0.52	0.52	0.50	0.49	0.49	0.48	0.48
ke	6.4%	6.4%	6.4%	6.3%	6.3%	6.2%	6.2%	6.2%
WACC	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%	5.7%
WACC-g								4.7%

Fonte: stime Centrosim

Fermi restando gli altri elementi, eliminando la componente di rischio sul beta unlevered, il WACC risulta del 5.7%, ovvero circa 140 bps inferiore a quello stimato sull'area generazione.

TAB. 16 - DETERMINAZIONE DEI FCF DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ebit	3	3	3	3	3	3	3	3
Imposte	1	1	1	1	1	1	1	1
Ebit dopo imposte	2	2	2	2	2	2	2	2
Amm.ti ed acc.ti	4	4	4	4	4	4	4	4
Delta F.di	1	1	1	1	1	0	0	0
Cash Flow	7	7	6	7	6	6	6	6
Delta CCN	1	1	0	1	0	0	0	0
Cash Flow operativo	8	7	7	7	7	6	6	6
YoY%		-3.2%	-9.2%	7.9%	-4.8%	-14.6%	-2.2%	0.8%
CAPEX	2	3	3	3	4	4	4	4
YoY%		25.0%	0.0%	20.0%	16.7%	0.0%	0.0%	0.0%
FCF	6	5	4	4	3	2	2	2
YoY%		-13.2%	-13.8%	0.7%	-19.8%	-29.4%	-5.3%	2.1%
Fatt. attualizz.	0.96	0.90	0.86	0.81	0.77	0.72	0.68	0.65
DCF	5	4	4	3	3	2	2	2

Fonte: stime Centrosim

TAB. 17 – VALORE ECONOMICO DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

Terminal value	50
Discounted Terminal value	32
Somma DCFs	24
EV settore trasmissione	**57**

Fonte: stime Centrosim

Le assunzioni evidenziate implicano un EV di 57 mln EUR, ovvero un EV/Ebitda 02 di 9.0x, in linea con i multipli impliciti nella nostra valutazione di Terna. Tale valutazione risulta comunque inferiore di circa il 32% rispetto al CIN contabile di AEM Trasmissione, pari a 83 mln EUR alla fine del 2001.

Area distribuzione e vendita elettricità a clienti vincolati

A partire da novembre 2002 AEM Milano ha acquisito dall'Enel la proprietà delle attività relative alla distribuzione e vendita di energia elettrica nei Comuni di Milano e Rozzano. L'operazione è stata finanziata mediante un prestito dalla Cassa Depositi e Prestiti al tasso Euribor, con possibilità di conversione a tasso fisso.

L'operazione è avvenuta alle condizioni stabilite nel marzo del 2001 dal Collegio degli Arbitratori, che aveva individuato in 423.5 mln EUR il valore del ramo d'azienda, fermo restando il proseguimento delle cause pendenti avanti all'Autorità giudiziaria di Milano, avendo Enel impugnato le determinazioni del Collegio medesimo in merito al valore del ramo d'azienda in oggetto. Sottolineiamo infatti come, subito dopo la decisione del Collegio, Enel avanzò opposizioni in merito alla congruità del compenso, ritenendo che il valore stabilito per la propria rete fosse inconsistente con la valutazione della rete di distribuzione di AEM Milano, effettuata in occasione del conferimento di tale asset dalla capogruppo ad AEM Distribuzione, in ottemperanza al disposto del decreto Bersani. Questa era basata su una valutazione dell'equity alla fine del 2000 per circa 581 mln EUR (risulta iscritta nel bilancio della capogruppo per circa 568 mln EUR), a fronte di 0.436 mln di clienti serviti, un fatturato 2000 di 186 mln EUR ed un Ebitda di 53 mln EUR.

Di seguito forniamo alcune cifre relative ai 2 asset (rete Enel e rete AEM).

TAB. 18 - CONFRONTO FRA LA RETE AEM E L'EX RETE ENEL.

	AEM Elettricità	Ramo Enel	Totale
Clienti vincolati al 1H 02	441,624	387,447	829,071
Clienti liberi al 1H 02	180	178	358
Clienti totali al 1H 02	441,804	387,625	829,429
Vendita 2001 mercato vinc. (GWh)	2,850	2,670	5,520
Distribuzione 2001 energia (GWh)	3,500	3,030	6,530
Personale al 1° novembre 2002	357	399	756
Determinazione EV	665	424	1,088
Fatturato 2000 FY (mln EUR)	186	194	381
Ebitda 2000 FY (mln EUR)	53	70	122
Ebitda mgn	28.3%	35.9%	32.2%
EV / Ebitda 2000	12.6	6.1	8.9

Fonte: dati societari

Al termine del 2000, il CIN di AEM Elettricità risultava di 665 mln EUR, in funzione di 581 mln EUR di patrimonio netto e di un debito netto di 84 mln EUR.

L'EV / Ebitda 2000 dell'operazione è di 6.1x, il valore più basso fra quelli registrati nelle altre analoghe transazioni effettuate dall'Enel in ossequio del Decreto Bersani. Di seguito forniamo una breve tabella riassuntiva.

TAB. 19 - CESSIONI RETI DI DISTRIBUZIONE LOCALI.

Rete	EV (mln EUR)	EV/Ebitda
Roma	568	7.5
Milano	423	6.1
Torino	248	7.4
Parma	57	10.0
Verona	108	8.9
TOTALE	**1,404**	**7.1**

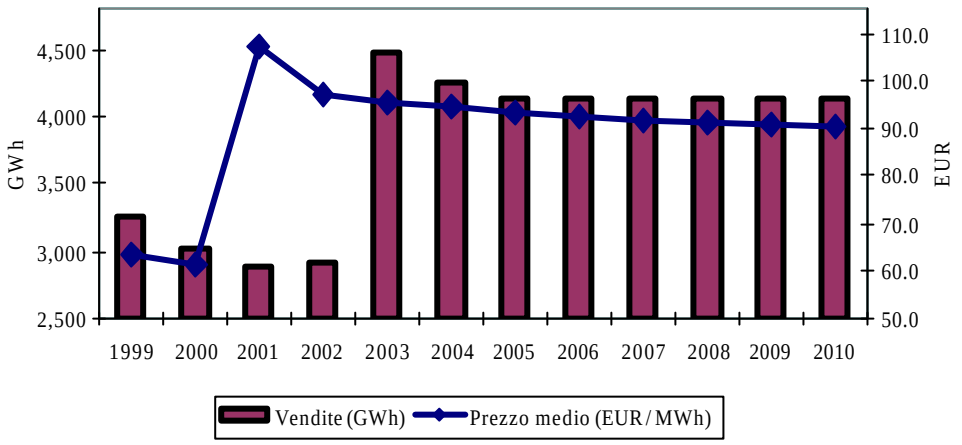
Fonte: elaborazioni Centrosim su dati Enel

Le principali cessioni fino ad ora effettuate dall'Enel hanno evidenziato un EV di 1.4 mld EUR ed un EV / Ebitda medio di 7.1x.

Nei primi 9 mesi del 2002 le vendite di elettricità a clienti vincolati sono ammontate a 1,922 GWh, con una diminuzione del 12.3% rispetto allo stesso periodo 2001, per via del passaggio di alcuni grandi clienti al mercato libero. Complessivamente, al termine dei 9M 02 i clienti risultano pari a circa 442,000 unità.

Calcoliamo che il consolidamento della rete Enel negli ultimi 2 mesi del 2002 possa contribuire con circa 390 GWh di elettricità venduta. Tenendo in considerazione il trend emerso nei primi 9 mesi dell'anno, le vendite complessive di elettricità ai clienti vincolati nel 2002 da AEM vengono stimate in 2,923 GWh, ovvero +1.2% rispetto ai 2,888 GWh venduti nel 2001. In assenza di tale consolidamento, le attese circa le vendite a clienti vincolati da parte della rete di AEM Milano sarebbero pertanto state di 2,532 GWh, con una performance in linea con quella evidenziata nei primi 9 mesi dell'anno (-12.3%).

FIG. 13 - DINAMICA VENDITE E PREZZI MERCATO VINCOLATO.



Fonte: dati societari e stime Centrosim

TAB. 20 - AEM ELETTRICITÀ. VALORI IN MLN EUR.

3Q 01	3Q 02		9M 01	9M 02
68.8	57.4	Sales	238.2	187.0
20.9	17.3	Ebitda	54.7	41.0
30.4%	30.1%	Mgn	23.0%	21.9%
5.1	13.1	Ebit	14.9	14.0
7.4%	22.8%	Mgn	6.3%	7.5%

Fonti: dati societari

Dall'inizio del 2002 la soglia di idoneità sul mercato elettrico è stata ulteriormente ridotta, mediante l'estensione del diritto alla qualifica di clienti idonei alle imprese, ai consorzi ed ai clienti finali con consumi annui di 9 GWh e con dimensione minima di 1 GWh per ciascun partecipante al consorzio, aumentando la quota di mercato rappresentata dai clienti liberi dal precedente 25% (soglia posta a 20 GWh) al 40%. E' inoltre stabilito che 90 giorni dopo la cessione della 3a Genco (29 gennaio), la soglia di eligibilità sia ridotta a 0.1 GWh, ampliando in tal modo l'incidenza di tale categoria di consumi al 60% rispetto al totale. Il DdL sul riordino del mercato elettrico prevede infine che dal 2003 la soglia di idoneità sia portata a 0.05 GWh, elevando la quota di mercato rappresentata dai clienti liberi al 70%, mentre dal 2004 sarà ritenuto idoneo ogni cliente finale non domestico; la quota di mercato libera passerà al 75%. Infine, una proposta dell'UE prevede che dal 2007 tutti i clienti debbano considerarsi idonei.

L'attuale sistema regolatorio relativo alla distribuzione di energia elettrica ha durata quadriennale e prevede un tasso di rendimento sul capitale investito riconosciuto del 7.4%, con una dinamica tariffaria di tipo price cap, in cui i recuperi di efficienza sono fissati al 4%. Il nuovo periodo regolatorio entrerà in vigore dal 2004 e sarà basato sugli elementi già descritti nel paragrafo relativo alla trasmissione.

Alla fine di novembre l'AEEG ha modificato i metodi di calcolo per l'aggiornamento periodico delle componenti tariffarie dell'elettricità e del gas che recepiscono le variazioni dei prezzi internazionali dei combustibili e delle materie prime.

Le decisioni dell'Autorità, in coerenza con quanto indicato dal Parlamento e disposto con DL 193 / 02, accentuano la riduzione degli impulsi inflazionistici delle tariffe di elettricità e gas, attenuando ulteriormente la variabilità dei prezzi finali pagati dai consumatori. Di seguito forniamo una breve tabella riassuntiva delle variazioni intervenute.

TAB. 21 - VARIAZIONI SISTEMA DI CALCOLO AGGIORNAMENTO COMPONENTE COSTI VARIABILI.

	Elettricità		Gas	
	Precedente	Attuale	Precedente	Attuale
Periodicità di aggiornamento:	bimestrale	trimestrale	bimestrale	Trimestrale
Calcolo variazioni dei prezzi:	4 mesi precedenti	6 mesi precedenti	6 mesi precedenti	9 mesi precedenti
Soglia di invarianza:	2%	3%	5%	5%

Fonte: AEEG

L'applicazione del nuovo sistema di calcolo ha comportato che fino alla fine di dicembre sono rimaste in vigore le tariffe definite dall'AEEG a luglio.

La sospensione degli aumenti delle tariffe dovuti all'incremento dei prezzi dei combustibili ha inciso per 0.14 cent EUR/KWh; comporterà per AEM un impatto sul conto economico 2002 di circa 0.6 mln EUR.

Alla fine del mese di dicembre, l'AEEG ha fornito le nuove tariffe dell'elettricità e del gas per il trimestre gennaio - marzo 2003, calcolate secondo i nuovi criteri sopra descritti. L'elettricità ha subito un aumento medio nazionale del 2.5%, un dato che riflette per l'1.7% il rialzo dei prezzi internazionali dei combustibili e per lo 0.8% la variazione di altre componenti tariffarie, in particolare i certificati verdi. La dinamica dei prezzi internazionali dei combustibili da giugno a novembre 2002 rispetto ai 6 mesi precedenti ha determinato un incremento di 0.18 cent EUR/KWh della relativa componente tariffaria.

I nuovi metodi di calcolo tendono ovviamente a stabilizzare i prezzi di elettricità e gas, attenuando le tendenze al rialzo (effetto negativo per gli operatori) in periodi, quale quello attuale, di incremento dei prezzi dei combustibili, e le tendenze al ribasso (effetto positivo per gli operatori) in periodi di discesa dei prezzi. Sul lungo periodo, pertanto, i metodi descritti tutelano l'equilibrio economico-finanziario delle imprese produttrici ed erogatrici di elettricità e gas, generando effetti equivalenti a quelli del metodo precedente.

Nel 2003, ipotizzando un'ulteriore riduzione dell'8% dei volumi di elettricità venduti alla clientela vincolata, per via del proseguire del passaggio alla classe idonea, il volume di vendite complessive, con il consolidamento integrale dell'attività della rete Enel, sono stimate in 4,484 GWh, ovvero +53.4% rispetto al dato del 2002.

TAB. 22 - CONTO ECONOMICO SETTORE DISTRIBUZIONE E VENDITA A CLIENTI VINCOLATI. VALORI IN MLN EUR.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	186	310	284	428	402	386	382	379	377	375	373
YoY%	-10.8%	66.6%	-8.3%	50.4%	-6.0%	-4.0%	-1.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%	-0.5%
Ebitda	53	61	62	96	90	87	86	85	85	84	84
mgn	28.4%	19.6%	21.9%	22.5%	22.5%	22.5%	22.5%	22.5%	22.5%	22.5%	22.5%
YoY%		15.3%	2.4%	54.3%	-6.0%	-4.0%	-1.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%	-0.5%
Amm.ti ed acc.ti	36	50	50	73	64	58	54	49	45	45	45
mgn	19.3%	16.2%	17.4%	17.0%	16.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%	12.0%	12.0%
YoY%		40.1%	-1.4%	46.6%	-11.5%	-10.0%	-7.6%	-8.1%	-8.2%	-0.5%	-0.5%
Ebit	17	11	13	24	26	29	32	36	40	39	39
mgn	9.1%	3.4%	4.5%	5.5%	6.5%	7.5%	8.5%	9.5%	10.5%	10.5%	10.5%
YoY%		-37.3%	20.4%	84.3%	11.2%	10.8%	12.2%	10.6%	10.0%	-0.5%	-0.5%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

La riduzione delle vendite nel 2001 ai clienti vincolati è conseguenza del passaggio di alcuni grandi clienti al mercato libero. Complessivamente, alla fine del 2001, i clienti sono circa 439,700 unità.

Per via del consolidamento per 12 mesi dell'ex rete Enel di Milano e Rozzano, il fatturato del 2003 è stimato a 428 mln EUR, in crescita di oltre il 50% rispetto al 2002. Negli anni successivi, lo switch fra clienti vincolati ed idonei, nonché la

riduzione attesa dei prezzi alla distribuzione, implicano una graduale diminuzione del fatturato dell'area in oggetto. Assumiamo che le sinergie relative alla integrazione fra le 2 reti producano un incremento dell'Ebitda margin nel 2002 e nel 2003, portando tale aggregato dal 19.6% del 2001 al 22.5% del 2003. Per gli anni successivi assumiamo una stabilità di tale grandezza.

Valutazione della divisione

Considerata la stabilità di quest'area, non assumiamo una componente additiva del beta unlevered in funzione del maggior rischio; la struttura del WACC è pertanto quella vista relativamente all'area trasmissione.

TAB. 23 - DETERMINAZIONE DEI FCF DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ebit	24	26	29	32	36	40	39	39
Imposte	8	9	10	11	13	14	14	14
Ebit dopo imposte	15	17	19	21	23	26	26	25
Amm.ti ed acc.ti	73	64	58	54	49	45	45	45
Delta F.di	9	8	5	6	5	1	0	0
Cash Flow	97	89	81	81	77	72	71	70
Delta CCN	5	4	3	4	3	0	0	0
Cash Flow operativo	102	93	84	85	80	72	71	70
YoY%		-8.4%	-9.8%	0.8%	-5.4%	-10.1%	-1.9%	-0.5%
CAPEX	40	30	31	32	33	34	35	36
YoY%		-25.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%
FCF	61	63	53	53	47	38	36	34
YoY%		2.4%	-15.9%	-0.4%	-10.5%	-19.3%	-6.3%	-3.9%
Fatt. attualizz.	0.96	0.90	0.86	0.81	0.77	0.72	0.68	0.65
DCF	59	57	45	43	36	28	24	22

Fonte: stime Centrosim

Al termine del periodo considerato si nota un notevole gap tra ammortamenti e capex, con un rapporto fra tali grandezze pari a circa 1.2x. Procediamo alla determinazione del terminal value riducendo tale valore a 1.0x, in funzione delle assunzioni circa la successiva evoluzione degli stessi ammortamenti e capex. Al netto della variabile fiscale, il flusso di cassa finale rilevante ai fini della determinazione del terminal value si riduce pertanto a 31 mln EUR rispetto ai 34 mln EUR evidenziati dal modello.

TAB. 24 - VALORE ECONOMICO DELLA DIVISIONE. MLN EUR.

Terminal value	665
Discounted terminal value	430
Somma DCFs	314
EV settore elettrico vincolato	**744**

Fonte: stime Centrosim

Le assunzioni evidenziano un EV dell'area di 744 mln EUR, inferiore del 32% rispetto al CIN contabile, quantificato in 1,088 mln EUR (vedi sopra). Ciò implica un EV/Ebitda 03 di 7.7x, ampiamente in linea con il valore di 7.1x evidenziato dalle sopra riportate transazioni di mercato.

Area vendita elettricità a clienti liberi

L'area è gestita da AEM Energia. Nei primi 9M 02 le vendite sul mercato libero sono ammontate a 1,257 GWh, in riduzione del 16.0% rispetto ai 9 mesi del 2001. La riduzione delle vendite ai clienti idonei è dovuta ad una politica di difesa dei margini piuttosto che di crescita dei volumi.

TAB. 25 - AEM ENERGIA; VENDITA ELETTRICITÀ A CLIENTI IDONEI. VALORI IN MLN EUR.

3Q 01	3Q 02		9M 01	9M 02
35.7	17.6	Fatturato	105.1	63.3
	-50.7%	YoY%		-39.8%
0.5	-1.9	Ebitda	0.8	-4.9
1.4%	-10.8%	mgn	0.8%	-7.7%
	-480.0%	YoY%		-712.5%
0.4	-1.9	Ebit	0.6	-5
1.1%	-10.8%	mgn	0.6%	-7.9%
	-575.0%	YoY%		-933.3%

Fonte: dati societari

La diminuzione dei ricavi verificatasi nell'area è inoltre imputabile al nuovo sistema tariffario definito dall'Autorità con delibera 228/01, che stabilisce che il trasporto sia fatturato dall'azienda distributrice.

TAB. 26 - CONTO ECONOMICO DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	66	157	99	101	105	108	108	108	108	109	109
YoY%		139.5%	-37.3%	2.9%	4.0%	2.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%	0.5%
Ebitda	0	3	2	3	3	3	3	3	3	3	3
Mgn	0.6%	1.8%	2.0%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
YoY%		625.0%	-32.0%	28.6%	4.0%	2.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%	0.5%
Amm.ti ed acc.ti	0	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1
Mgn	0.2%	0.3%	0.5%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
Ebit	0	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Mgn	0.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%	1.5%
YoY%		700.0%	-38.4%	2.9%	4.0%	2.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%	0.5%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

Coerentemente con quanto emerso nel corso dei primi 9 mesi del 2002, assumiamo che la politica del gruppo in tale settore resti prevalentemente rivolta alla salvaguardia dei margini di intermediazione piuttosto che alla crescita non selettiva delle quantità intermediate. Assumiamo pertanto un contenuto incremento delle vendite ai clienti liberi (CAGR del 4.3% nel periodo 2003-2005) ed un aumento della redditività industriale lorda dal 2.0% al 2.5%, ovvero un Ebitda di circa 1.35 EUR per MWh venduto.

Valutazione della divisione

Relativamente a tale area assumiamo la struttura del WACC considerata per le aree a maggior rischio, ovvero con un beta unlevered di 0.8 .

TAB. 27 - DETERMINAZIONE DEI FCF. VALORI IN MLN EUR.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ebit	2	2	2	2	2	2	2	2
Imposte	1	1	1	1	1	1	1	1
Ebit dopo imposte	1	1	1	1	1	1	1	1
Amm.ti ed acc.ti	1	1	1	1	1	1	1	1
Delta F.di	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow	2	2	2	2	2	2	2	2
Delta CCN	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow operativo	2	2	2	2	2	2	2	2
YoY%		0.6%	-4.4%	3.9%	-3.4%	-8.6%	-1.1%	0.5%
CAPEX	1	1	1	1	1	1	1	1
YoY%		0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
FCF	2	2	2	1	1	1	1	1
YoY%		0.7%	-5.5%	-21.8%	-5.8%	-14.8%	-2.0%	0.9%
Fatt. attualizz.	0.95	0.88	0.82	0.77	0.72	0.67	0.62	0.58
DCF	2	2	2	1	1	1	1	1

Fonte: stime Centrosim

TAB. 28 - VALORE ECONOMICO DELLA DIVISIONE. MLN EUR.

Terminal value	19
Discounted Terminal value	11
Somma DCFs	9
EV settore elettrico libero	**20**

Fonte: stime Centrosim

Le assunzioni del modello indicano un EV della divisione di 20 mln EUR, cui corrisponde un EV/Ebitda 02 di 10.3x ed un EV/Ebitda 05 (in condizioni di stazionarietà) di 7.6x.

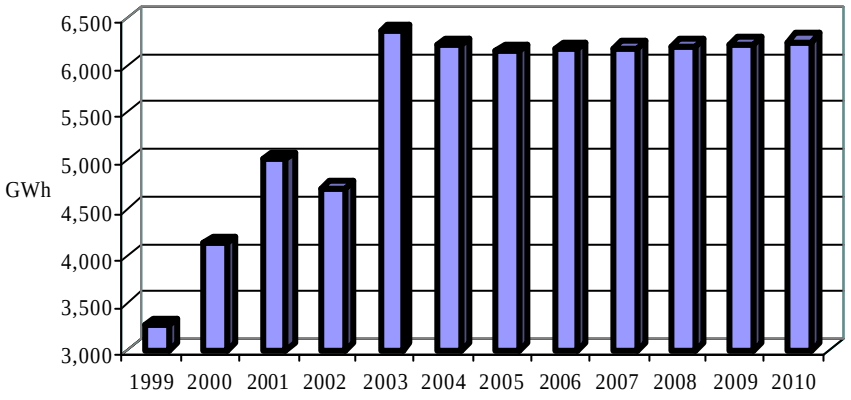
Consolidamento distribuzione e vendita mercato vincolato e libero

TAB. 29 - CONTO ECONOMICO DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	252	467	383	529	508	494	490	486	485	483	482
YoY%	20.6%	85.6%	-18.0%	38.1%	-4.1%	-2.7%	-0.8%	-0.8%	-0.3%	-0.3%	-0.3%
Ebitda	53	64	64	99	93	90	89	88	87	87	87
mgn	21.1%	13.7%	16.8%	18.7%	18.3%	18.1%	18.1%	18.1%	18.0%	18.0%	18.0%
YoY%		19.9%	0.8%	53.5%	-5.7%	-3.8%	-1.0%	-1.0%	-0.5%	-0.5%	-0.5%
Amm.ti ed acc.ti	36	51	50	74	65	59	55	50	46	46	46
mgn	14.3%	10.9%	13.1%	13.9%	12.9%	12.0%	11.1%	10.3%	9.5%	9.5%	9.5%
YoY%											
Ebit	17	13	14	25	28	31	34	38	41	41	41
mgn	6.8%	2.8%	3.7%	4.7%	5.5%	6.2%	7.0%	7.7%	8.5%	8.5%	8.5%
YoY%		-24.4%	9.5%	75.9%	10.7%	10.3%	11.6%	10.1%	9.6%	-0.5%	-0.5%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

FIG. 14 - VENDITE CLIENTI IDONEI E VINCOLATI



Fonte: dati societari e stime Centrosim

Con l'acquisizione della rete Enel e la crescita nel mercato libero, il volume complessivo di vendite nel 2003 è stimato a quota 6.4 TWh rispetto ai 4.7 TWh venduti nel 2002. Successivamente le vendite sono attese in lieve riduzione (circa 6.3 TWh al 2010) per l'effetto indotto dallo switch tra clienti vincolati e liberi, non completamente assorbito dall'incremento delle vendite in quest'ultima categoria.

Il consolidamento delle 2 aree evidenzia un EV di 765 mln EUR, cui corrisponde un EV/Ebitda 03 di 7.7x.

TAB. 30 - VALORE ECONOMICO DELLA DIVISIONE. MLN EUR.

EV distrib. e vendita clienti vinc.	744	97.3%
EV vendita clienti idonei	20	2.7%
EV Totale	**765**	**100.0%**

Fonte: stime Centrosim

Consolidamento settore elettrico

Di seguito riportiamo gli aggregati consolidati relativi al settore elettrico.

TAB. 31 - CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO. VALORI IN MLN EUR.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	448	760	522	682	690	701	722	712	708	706	704
YoY%		69.7%	-31.3%	30.7%	1.1%	1.6%	3.0%	-1.4%	-0.5%	-0.3%	-0.3%
Ebitda	126	170	130	211	227	242	260	254	252	251	250
Mgn	28.1%	22.4%	25.0%	30.9%	33.0%	34.6%	36.0%	35.7%	35.6%	35.6%	35.6%
YoY%		35.5%	-23.5%	61.6%	8.0%	6.6%	7.3%	-2.2%	-0.8%	-0.4%	-0.4%
Amm.ti ed acc.ti	60	75	76	99	93	90	87	82	78	77	77
Mgn	13.4%	9.9%	14.5%	14.5%	13.5%	12.9%	12.1%	11.5%	11.0%	11.0%	10.9%
YoY%		24.8%	1.1%	30.2%	-5.8%	-3.1%	-3.5%	-5.9%	-5.2%	-0.5%	-0.5%
Ebit	66	95	54	112	134	152	173	172	175	174	173
Mgn	14.6%	12.5%	10.4%	16.4%	19.5%	21.7%	24.0%	24.2%	24.7%	24.7%	24.6%
YoY%		45.3%	-42.9%	105.5%	20.2%	13.4%	13.6%	-0.3%	1.4%	-0.4%	-0.4%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

TAB. 32 - EVOLUZIONE CONTRIBUZIONI PERCENTUALI.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato											
Generazione	42.0%	37.1%	24.8%	21.1%	25.0%	28.2%	30.8%	30.3%	30.2%	30.1%	30.1%
Trasmissione	1.8%	1.4%	1.8%	1.4%	1.4%	1.4%	1.3%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%
Mkt vincolato	41.6%	40.8%	54.5%	62.7%	58.3%	55.1%	53.0%	53.2%	53.2%	53.1%	53.0%
Mkt idoneo	14.6%	20.7%	18.9%	14.9%	15.3%	15.3%	14.9%	15.1%	15.3%	15.4%	15.5%
Totale	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Ebitda											
Generazione	53.3%	59.3%	45.8%	50.1%	56.2%	60.3%	63.3%	62.8%	62.6%	62.6%	62.6%
Trasmissione	4.4%	3.2%	4.8%	3.0%	2.9%	2.7%	2.6%	2.7%	2.7%	2.8%	2.8%
Mkt vincolato	42.0%	35.8%	47.9%	45.7%	39.8%	35.8%	33.1%	33.5%	33.6%	33.6%	33.5%
Mkt idoneo	0.3%	1.7%	1.5%	1.2%	1.2%	1.1%	1.0%	1.1%	1.1%	1.1%	1.1%
Totale	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Ebit											
Generazione	70.2%	84.0%	68.6%	75.0%	77.1%	77.9%	78.5%	76.4%	74.6%	74.5%	74.5%
Trasmissione	3.5%	2.3%	5.2%	2.6%	2.2%	2.0%	1.8%	1.9%	1.9%	1.9%	2.0%
Mkt vincolato	25.8%	11.1%	23.5%	21.1%	19.5%	19.0%	18.8%	20.9%	22.6%	22.6%	22.6%
Mkt idoneo	0.5%	2.5%	2.7%	1.4%	1.2%	1.1%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%
Totale	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

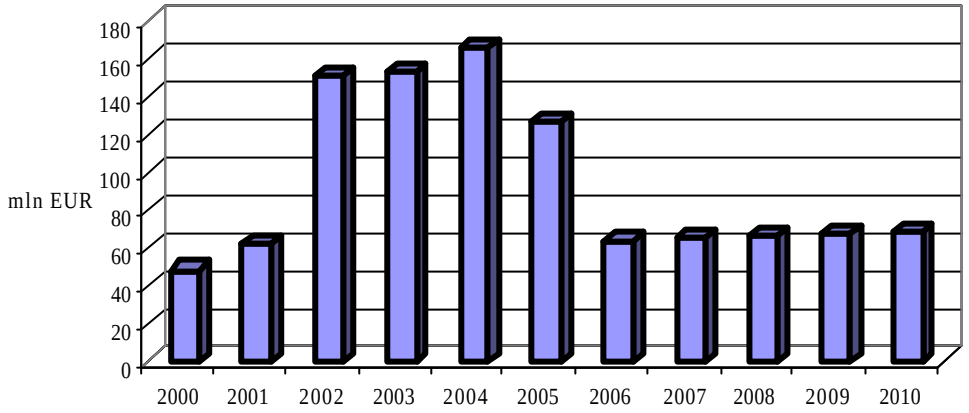
Fonte: dati societari e stime Centrosim

L'incidenza dell'area generazione rispetto all'Ebitda consolidato del settore elettrico è attesa in crescita da circa il 46% del 2002 a circa il 63% alla fine del decennio, per via dei notevoli programmi di sviluppo attesi su questa stessa area. Da notare che il passaggio fra il dato del 2002 e quello del 2003 è anche in funzione del fatto che nel 2002 è stata considerata integralmente la tassazione sulla rendita idroelettrica, mentre nel 2003 è assunta una totale eliminazione di questa partita.

Malgrado gli effetti derivanti dal consolidamento differenziale per 10 mesi della ex porzione di rete Enel, il contributo dell'area distribuzione e vendita al mercato vincolato è visto in riduzione nel 2003, per via della maggiore crescita registrata dall'Ebitda della produzione (+54.3% vs 76.7%).

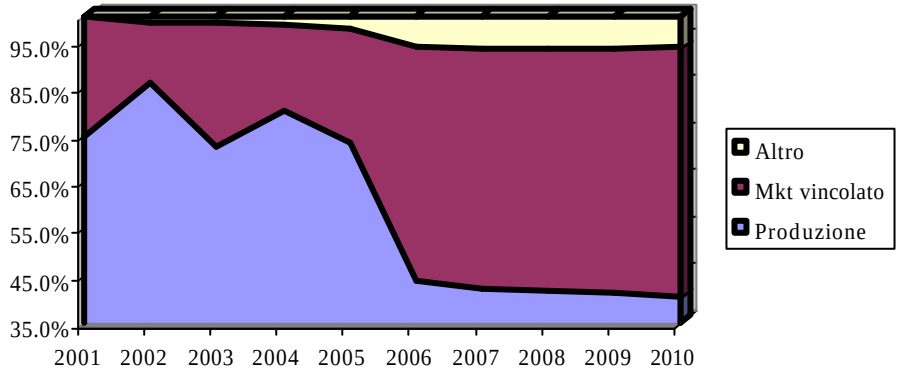
L'erosione della contribuzione dell'area distribuzione e vendita al mercato vincolato è attesa continuare fino al 2006, quando il settore produzione dovrebbe mostrare una stabilizzazione. Da questo punto in avanti la contribuzione delle varie aree è vista stabile, sia in termini di Ebitda che in termini di capex.

FIG. 15 - EVOLUZIONE DEL CAPEX TOTALE SETTORE ELETTRICO



Fonte: dati societari e stime Centrosim

FIG. 16 - DISTRIBUZIONE DEL CAPEX NEL SETTORE ELETTRICO



Fonte: dati societari e stime Centrosim

TAB. 33 - EV SETTORE ELETTRICO.

	Mln EUR	EUR ps	%	Check riferimento	Valore
Produzione	1,085	0.60	56.9%	EV / Ebitda 05	7.4
Trasmissione	57	0.03	3.0%	EV / Ebitda 02	9.0
Distrib. E vendita mkt vincolato	744	0.41	39.0%	EV / Ebitda 03	7.7
Vendita mkt idoneo	20	0.01	1.1%	EV / Ebitda 02	10.3
Totale settore elettrico	**1,907**	**1.06**	**100.0%**	**EV/Ebitda 04**	**8.4**

Fonte: stime Centrosim

Nel settore elettrico includiamo le attività di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita al mercato vincolato e vendita al mercato idoneo. Non consideriamo il trading in quanto in AEM trading sono inclusi anche i dati relativamente al trading sul gas, senza la possibilità di scindere le performance dei due settori.

Le nostre assunzioni evidenziano un EV per le aree considerate di circa 1.9 mld EUR, ovvero 1.06 EUR per azione. Ciò implica un EV/Ebitda consolidato al 2004 di 8.4x e di 7.9x al 2005. Quasi il 57% dell'EV consolidato deriva dal settore della produzione (0.6 EUR per azione), mentre la distribuzione e vendita ai clienti vincolati incide per il 39% (0.41 EUR per azione).

Distribuzione e vendita di gas

Le società consolidate relativamente a questo settore sono AEM Gas, Serenissima Gas ed AEM Energia.

AEM Gas svolge l'attività di distribuzione di gas metano nelle aree urbane di Milano e di alcuni Comuni dell'hinterland milanese. La società possiede una rete di distribuzione di circa 9,400 Km. E' partecipata interamente dalla capogruppo.

Serenissima Gas svolge invece attività di distribuzione e vendita di gas metano in alcuni Comuni delle provincie di Venezia ed Udine. La società, partecipata al 71.4% da AEM S.p.A., detiene una rete di gasdotti di 590 Km.

Con 1,169 mln mc di gas venduti nel corso del 2001 e 859,000 clienti, il gruppo AEM Milano è il terzo operatore su scala nazionale, con una quota di mercato in termini di volumi venduti dell'1.7% rispetto ai 70.8 mld mc di totale consumi netti nazionali e del 4.4% rispetto ai 26.4 mld mc di consumi generati nel 2001 dal solo settore civile.

Con riferimento ai dati del 2001, il gruppo AEM Milano era preceduto da Italgas (circa 8.2 mld mc venduti in Italia e 5.6 mln di clienti) e dal gruppo Enel-Camuzzi (circa 3 mld mc di gas venduto e 1.6 mln di clienti).

A partire dal 2002 le attività di vendita del gas sono state scisse da AEM Gas e conferite in AEM Energia. L'operazione di scissione risponde da un lato al disposto del D. Lgs. 164/00, dall'altro a motivazioni di carattere gestionale e strategico per il gruppo. In AEM Energia sono pertanto state concentrate le attività commerciali del gruppo relative sia all'energia elettrica che al gas.

In ottemperanza al D.L. 193/02, che da luglio a dicembre 2002 ha bloccato gli effetti inflazionistici sulle tariffe di elettricità e gas relativi all'incremento del prezzo delle materie prime, l'AEEG ha disposto per il 1° trimestre del 2003 un incremento delle tariffe del gas pari al 2.2%, completamente dovuto all'aumento del prezzo della materia prima sui mercati internazionali. Rimandiamo alla sezione relativa alla distribuzione e vendita di elettricità sul mercato vincolato per un commento sugli effetti indotti dal nuovo metodo tariffario.

Considerato inoltre che da inizio anno tutti i clienti sono idonei, l'AEEG, a tutela dei consumatori, ha stabilito che i fornitori del servizio sono tenuti obbligatoriamente ad offrire ai clienti una offerta economica basata sulle componenti di costo che l'Autorità continua a definire.

L'introduzione della delibera AEEG n. 122/02 non ha provocato variazioni di rilievo nei bilanci di AEM, la quale non aveva applicato il meccanismo tariffario a regime disposto dalla precedente delibera 237/00, accantonando nel corso del 2001 un importo di circa 6.4 mln EUR in contropartita delle minori tariffe disposte dall'AEEG. Sono pertanto assenti variazioni nel metodo di determinazione dei vari aggregati di conto economico e patrimoniali.

Rileviamo invece come per Italgas la delibera AEEG n. 122/02, che modifica la precedente delibera 237/00, ha comportato un incremento del RAB di circa il 26% a 3.4 mld EUR, con analoghi effetti sulla redditività generata dal business della distribuzione in Italia.

Non è stato fino ad ora comunicato un valore del RAB per l'attività di distribuzione; ciò potrebbe avvenire a breve, e riteniamo che la quantificazione di questo possa essere in linea con il valore del CIN delle società operanti nel settore, AEM Gas e Serenissima Gas (vedi infra).

Dopo i 9M 02 le vendite di gas di AEM Energia e Serenissima Gas ammontano a circa 741 mln mc, in crescita del 2.4%. I clienti ammontano a 862,000 unità, in crescita rispetto al livello di fine 2001 (circa 859,000 unità, di cui circa 29,500 appartenenti alla rete di Serenissima Gas).

TAB. 34 - SOCIETÀ DEL SETTORE. VALORI IN MLN EUR.

3Q 02	3Q 01	YoY%		9M 02	9M 01	YoY%
32.5	31.1	4.5%	Fatturato	272.2	298.7	-8.9%
11.7	3.6	225.0%	Valore aggiunto	98.9	81.0	22.1%
36.0%	11.6%		mgn	36.3%	27.1%	
7.8	-1.4	-657.1%	Ebitda	85.7	64.1	33.7%
24.0%	-4.5%		mgn	31.5%	21.5%	
-12.6	-21.6		Ebit	21.3	3.3	545.5%
-38.8%	-69.5%		mgn	7.8%	1.1%	

Fonte: dati societari

Il notevole incremento dell'Ebitda è funzione di una più elevata efficienza e di risparmi relativamente al costo del lavoro; sulla performance dell'Ebit incidono anche gli accantonamenti effettuati nel corso del 2001 in riferimento al sistema tariffario introdotto dalla delibera AEEG 237/00.

Di seguito evidenziamo l'evoluzione del CIN per le società di distribuzione appartenenti al gruppo AEM Milano.

TAB. 35 - CIN DI AEM GAS E SERENISSIMA GAS. VALORI IN MLN EUR.

	AEM Gas	Serenissima Gas	Totale
Patrimonio netto 2001	707	5	712
PFN 2001	-145	-7	-152
CIN 2001	852	12	864
Patrimonio netto 2000	702	4	706
PFN 2000	-201	-5	-206
CIN 2000	903	9	912

Fonte: dati societari

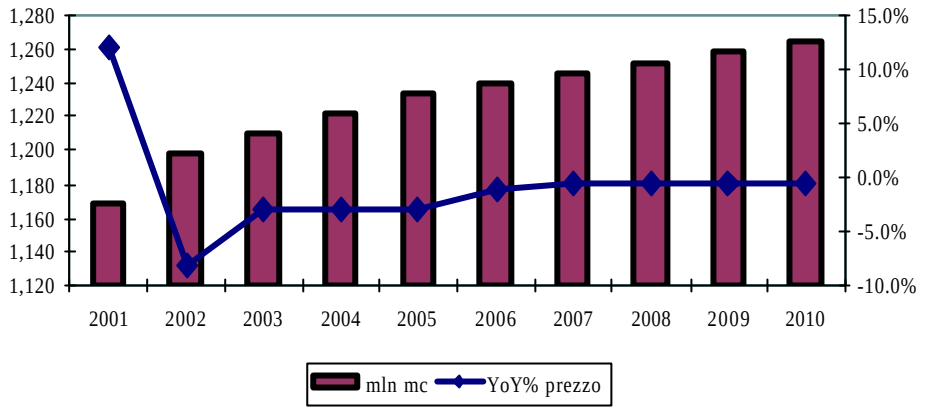
Alla fine del 2001 il CIN di AEM Gas ammontava a circa 852 mln EUR, in riduzione rispetto ai circa 903 mln EUR di fine 2000. Serenissima Gas esprimeva alla fine del 2001 un CIN di 12 mln EUR, in crescita di circa 3 mln EUR rispetto al 2000. Complessivamente, il CIN dell'area nel 2001 è di 864 mln EUR, ovvero un rapporto rispetto all'Ebitda 2001 di 7.7x; sul 2000 il CIN era di 812 mln EUR, ovvero un rapporto di 8.6x rispetto all'Ebitda dello stesso periodo. Questi valori sono consistenti con la nostra determinazione dell'EV relativamente all'area in oggetto (vedi infra), sebbene tale valutazione consideri anche il valore delle attività di vendita.

TAB. 36 - CONTO ECONOMICO SETTORE DISTRIBUZIONE E VENDITA DI GAS. VALORI IN MLN EUR.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	381	467	440	431	422	413	411	411	411	411	411
YoY%		22.5%	-5.9%	-2.0%	-2.0%	-2.0%	-0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Ebitda	95	112	125	121	117	114	113	112	111	111	111
mgn	24.9%	24.0%	28.5%	28.0%	27.8%	27.6%	27.4%	27.2%	27.0%	27.0%	27.0%
YoY%		18.5%	11.5%	-3.7%	-2.7%	-2.7%	-1.2%	-0.7%	-0.7%	0.0%	0.0%
Amm.ti ed acc.ti	78	91	91	82	76	70	66	62	58	53	49
mgn	20.5%	19.4%	20.7%	19.0%	18.0%	17.0%	16.0%	15.0%	14.0%	13.0%	12.0%
YoY%		16.0%	0.1%	-9.9%	-7.2%	-7.5%	-6.4%	-6.3%	-6.7%	-7.1%	-7.7%
Ebit	17	22	34	39	41	44	47	50	53	58	62
mgn	4.4%	4.6%	7.8%	9.0%	9.8%	10.6%	11.4%	12.2%	13.0%	14.0%	15.0%
YoY%		30.1%	59.3%	12.7%	6.7%	6.0%	7.0%	7.0%	6.6%	7.7%	7.1%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

FIG. 17 - DINAMICA VOLUMI E PREZZI SETTORE GAS.



Fonte: dati societari e stime Centrosim

Valutazione dell'area

Considerata la stabilità dell'area, non eleviamo il beta unlevered per il maggior rischio. La struttura del WACC risulta pertanto identica a quella precedentemente esaminata per le aree a basso rischio. Anche in questo caso valgono pertanto le considerazioni già effettuate relativamente al tasso di crescita perpetuo dei flussi di cassa, stimato in via prudenziale all'1%.

TAB. 37 - EVOLUZIONE FCF DELLA DIVISIONE. VALORI IN MLN EUR.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ebit	39	41	44	47	50	53	58	62
Imposte	14	14	15	16	18	19	20	22
Ebit dopo imposte	25	27	28	30	33	35	37	40
Amm.ti ed acc.ti	82	76	70	66	62	58	53	49
Delta F.di	10	9	5	8	6	1	0	0
Cash Flow	117	112	104	104	100	93	91	90
Delta CCN	6	5	3	4	3	0	0	0
Cash Flow operativo	123	117	107	108	103	94	91	90
YoY%		-5.3%	-8.0%	0.7%	-4.6%	-9.2%	-2.8%	-1.6%
CAPEX	34	37	39	40	41	42	43	44
YoY%		10.0%	5.0%	3.0%	3.0%	2.0%	2.0%	2.0%
FCF	89	79	68	68	62	51	48	46
YoY%		-11.0%	-14.1%	-0.5%	-9.0%	-16.7%	-6.8%	-4.8%
Fatt. attualizz.	0.96	0.90	0.86	0.81	0.77	0.72	0.68	0.65
DCF	85	72	58	55	47	37	33	30

Fonte: stime Centrosim

Alla fine del periodo considerato il gap tra ammortamenti e capex genera un rapporto tra le 2 grandezze di circa 1.1x, che viene ridotto ad 1.0x nella determinazione del flusso di cassa finale per il calcolo del terminal value, in funzione delle assunzioni circa l'andamento di tali aggregati negli anni successivi.

Non procediamo a rettificare l'EV della divisione per la quota di minorities pari al 28.6% presente in Serenissima Gas (consolidata integralmente) in quanto, considerando la contribuzione di quest'ultima all'EV totale della divisione, l'effetto differenziale è irrilevante.

TAB. 38 - VALORE ECONOMICO DELL'AREA. MLN EUR.

Terminal value	932
Discounted terminal value	603
Somma DCFs	417
EV settore distribuzione e vendita gas	**1,021**

Fonte: stime Centrosim

Le assunzioni del modello conducono ad un EV di 1,021 mln EUR, superiore del 18% rispetto al CIN contabile di fine 2001; parte della differenza è comunque imputabile al non scisso valore delle attività di commercializzazione. Ciò corrisponde ad un EV/Ebitda 02 di 8.2x, superiore rispetto alle 7.3x sul 2002 implicite nel prezzo d'OPA di 13.0 EUR per azione su Italgas, ma sostanzialmente in linea con l'EV/Ebitda 02 di 7.8x valutando il titolo con il target price che avevamo, pari a 14.0 EUR.

Trading

A partire dall'ultimo trimestre 2001 AEM Trading è diventato l'unico soggetto autorizzato, per tutte le società del gruppo AEM, a stipulare contratti di somministrazione di gas naturale con la collegata Plurigas, sia per gli usi termoelettrici degli impianti di AEM, sia per gli usi civili dei clienti di AEM Energia. Inoltre, come detto, dal 4Q 01 AEM Trading gestisce gli impianti di produzione di AEM fornendo energia elettrica ad AEM Energia ed AEM Elettricità per i rispettivi clienti del mercato libero e vincolato. AEM Trading, inoltre, opera nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, stipulando contratti di acquisto e di vendita su base spot con altri gestori. Mediante la gestione del rischio sugli approvvigionamenti globali di elettricità e gas, AEM Trading è in grado di generare valore aggiunto.

Nel corso dei primi 9M 02 AEM Trading ha venduto 1,986 GWh ad AEM Elettricità per il mercato vincolato e 1,310 GWh ad AEM Energia per il mercato libero. Ad integrazione della disponibilità produttiva, la società ha operato in acquisto, sui mercati esteri e nazionali, per complessivi 837 GWh. La cessione di energia elettrica ad altri grossisti è risultata pari a 229 GWh.

Per quanto concerne le vendite di gas, nei primi 9M 02 AEM Trading ha venduto circa 712 mln mc di gas ad AEM Energia per la fornitura ai clienti civili ed industriali di quest'ultima.

TAB. 39 - AEM TRADING. VALORI IN MLN EUR.

3Q 02		9M 02
65.0	Sales	348.3
-3.7	Valore aggiunto	-0.6
-5.7%	mgn	-0.2%
-3.9	Ebitda	-1.2
-6.0%	mgn	-0.3%
-3.8	Ebit	-1.2
-5.8%	mgn	-0.3%

Fonte: dati societari

I ricavi complessivamente conseguiti nel periodo da AEM Trading ammontano a 348 mln EUR, di cui circa 188 mln EUR derivanti dalle vendite di energia elettrica e 140 mln EUR derivanti dalle vendite di gas naturale, mentre i costi relativi all'acquisto di energia e di combustibili sono stati pari a 254 mln EUR.

Come sopra evidenziato, il gruppo AEM, mediante lo sviluppo degli impianti attualmente esistenti e l'acquisizione pro quota della capacità produttiva di Eurogen, nei prossimi anni evidenzierà forti surplus netti di energia elettrica disponibili per la cessione sul mercato. Di seguito evidenziamo i flussi netti di energia per il gruppo.

TAB. 40 - FLUSSI DI ENERGIA ELETTRICA DEL GRUPPO. VALORI IN GWH.

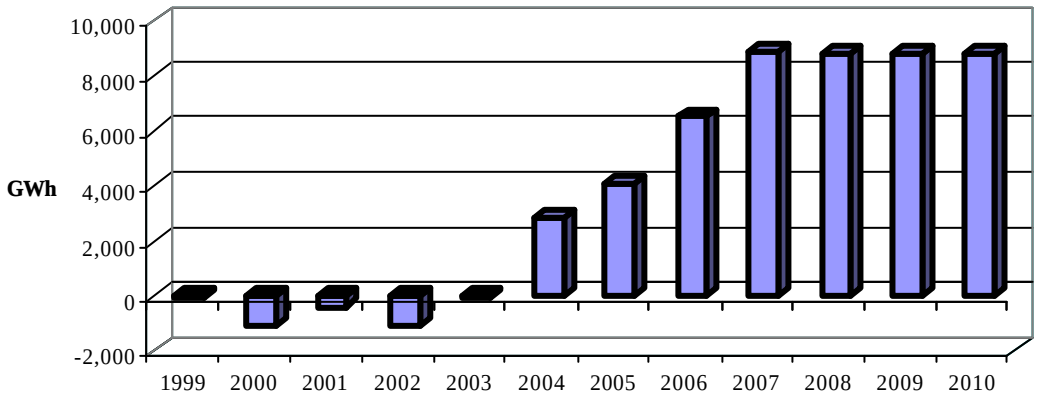
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produzione Cassano + Idro	3,169	3,067	4,644	3,681	4,257	5,374	6,546	7,676	7,676	7,676	7,676	7,676
Quota produzione Eurogen					2,000	3,700	3,700	5,000	7,400	7,400	7,400	7,400
Totale disponibilità elettrica	**3,169**	**3,067**	**4,644**	**3,681**	**6,257**	**9,074**	**10,246**	**12,676**	**15,076**	**15,076**	**15,076**	**15,076**
Vendite clienti vincolati	3,274	3,030	2,888	2,923	4,484	4,260	4,132	4,132	4,132	4,132	4,132	4,132
Vendite clienti idonei	0	1,102	2,125	1,786	1,875	1,969	2,028	2,048	2,068	2,089	2,110	2,131
Totale vendite	**3,274**	**4,132**	**5,013**	**4,708**	**6,359**	**6,228**	**6,160**	**6,180**	**6,200**	**6,221**	**6,242**	**6,263**
Ulteriore disponibiltà mercato libero	**-105**	**-1,065**	**-369**	**-1,027**	**-102**	**2,846**	**4,087**	**6,496**	**8,876**	**8,855**	**8,834**	**8,813**
Brownfield							900	1,800	1,800	1,800	1,800	1,800
Totale disponibilità elettrica potenziale	3,169	3,067	4,644	3,681	6,257	9,074	11,146	14,476	16,876	16,876	16,876	16,876
Max. dispon. potenz. Mercato libero	**-105**	**-1,065**	**-369**	**-1,027**	**-102**	**2,846**	**4,987**	**8,296**	**10,676**	**10,655**	**10,634**	**10,613**

Fonte: dati societari e stime Centrosim

Da una situazione di deficit cronico fino al 2002, la quota parte della produzione di Eurogen dovrebbe permettere al gruppo di chiudere il 2003 con flussi in sostanziale bilancio ed una disponibilità netta di circa 2.8 TWh nel 2004, da cedere interamente sul mercato. La crescita della produzione interna attraverso il potenziamento dell'impianto di Cassano d'Adda, unitamente al maggior output di Eurogen per via del repowering progettato, dovrebbe aumentare la disponibilità netta a circa 8.9 TWh già nel 2007, quando Eurogen dovrebbe contribuire al pro-quota di AEM con circa 7.4 TWh.

Considerando anche l'eventuale apporto del brownfield (1.8 TWh a regime, ipotesi di avvio attività a metà 2005), la totale disponibilità elettrica potenziale passa da circa 15.1 TWh a 16.9 TWh, ed il surplus teorico disponibile al 2010 per il mercato si amplierebbe dai precedenti 8.8 TWh a 10.6 TWh.

FIG. 18 - NET SURPLUS MERCATO LIBERO



Fonte: dati societari e stime Centrosim

Assumiamo che il surplus relativo ai flussi di energia venga commercializzato da AEM Trading, con un Ebitda margin associato del 2.5%, ovvero circa 1.35 EUR per MWh ceduto.

TAB. 41 - CONTO ECONOMICO DIVISIONE TRADING. VALORI IN MLN EUR.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fatturato	176	467	555	769	883	1,047	1,189	1,196	1,200	1,205
YoY%		165.0%	18.8%	38.5%	14.8%	18.6%	13.5%	0.6%	0.3%	0.3%
Ebitda	6	12	14	19	22	26	30	30	30	30
mgn	3.3%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%
YoY%		98.1%	18.8%	38.5%	14.8%	18.6%	13.5%	0.6%	0.3%	0.3%
Amm.ti ed acc.ti	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Ebit	5	11	13	18	20	24	27	28	28	28
mgn	3.1%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
YoY%		99.1%	18.8%	38.5%	14.8%	18.6%	13.5%	0.6%	0.3%	0.3%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

L'attività di AEM trading è vista in sostenuta crescita fino al 2007, anche in funzione della sopra evidenziata disponibilità elettrica aggiuntiva. L'Ebitda margin è invece visto costante al 2.5%, in linea con quello atteso al 2002.

Valutazione dell'area

Per la valutazione dell'area usiamo il WACC con l'amplificazione del beta unlevered, essendo quest'area ad elevata crescita ed ampiamente esposta a rischi di mercato.

TAB. 42 - DETERMINAZIONE FCF DELL'AREA. VALORI IN MLN EUR.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ebit	13	18	20	24	27	28	28	28
Imposte	4	6	7	8	10	10	10	10
Ebit dopo imposte	8	12	13	16	18	18	18	18
Amm.ti ed acc.ti	1	2	2	2	2	2	2	2
Delta F.di	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow	10	13	15	18	20	20	20	20
Delta CCN	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow operativo	10	13	15	18	20	20	20	20
YoY%		37.3%	14.0%	18.8%	13.1%	0.1%	0.3%	0.3%
CAPEX	2	2	2	3	3	3	4	4
YoY%		0.0%	0.0%	50.0%	0.0%	0.0%	33.3%	0.0%
FCF	8	11	13	15	17	17	16	16
YoY%		47.0%	16.5%	14.0%	15.8%	0.1%	-5.5%	0.4%
Fatt. attualizz.	0.95	0.88	0.82	0.77	0.72	0.67	0.62	0.58
DCF	7	10	11	11	12	12	10	10

Fonte: stime Centrosim

TAB. 43 - VALORE ECONOMICO DELL'AREA. MLN EUR.

Terminal value	267
Discounted Terminal value	156
Somma DCFs	83
EV settore trading	**239**

Fonte: stime Centrosim

Il modello evidenzia un EV dell'area di 239 mln EUR, ovvero 20.4x l'Ebitda 02 e 17.2x l'Ebitda del 2003. A regime, ovvero nel 2007, quando saranno esauriti gli effetti da commercializzazione dei flussi differenziali da Eurogen, l'EV sopra riportato vale 8.0x l'Ebitda di quell'anno.

Altre attività

Plurigas

La società opera sul mercato all'ingrosso del gas naturale, stipulando contratti d'acquisto per servire prioritariamente i fabbisogni dei soci attivi nella distribuzione e vendita a clienti finali e nella generazione di energia elettrica con impianti alimentati a metano. E' inoltre attiva direttamente nella vendita di gas a grandi clienti idonei.

Mediante la costituzione di Plurigas, AEM Milano (40%), AMGA Genova (30%) ed ASM Brescia (30%) hanno pertanto colto le opportunità offerte dalla liberalizzazione del mercato del gas, sviluppando capacità di acquisto della materia prima ed ottimizzando l'approvvigionamento sui mercati internazionali.

FIG. 19 - BUSINESS DI PLURIGAS.

Plurigas ha stipulato con SNAM un contratto di approvvigionamento alla frontiera per 3 mld mc annui di gas proveniente dall'Olanda. Il contratto ha una durata di 10 anni, ed è stato attivato a partire dal 4Q 01. Il suo valore economico è di oltre 500 mln EUR all'anno.

Alla fine del 2001 Plurigas era presente nel bilancio di AEM ad un costo storico di 320,000 EUR, a fronte di un patrimonio netto complessivo di oltre 5.3 mln EUR. La quota del 40% detenuta da AEM implicava pertanto un valore di oltre 2.1 mln EUR.

TAB. 44 - PRINCIPALI AGGREGATI DI CE E SP DI PLURIGAS. VALORI IN MLN EUR.

	FY 01
Fatturato	199.3
Ebitda	9.9
Mgn	5.0%
Ebit	8.1
Mgn	4.0%
Risultato d'esercizio	4.5
Patrimonio netto	5.3
Debito netto	135.4

Fonte: AEM Milano

Nel 2001 Plurigas è stata attiva soltanto nell'ultimo trimestre; in tale periodo aveva prodotto un Ebitda margin del 5% e conseguito un utile netto di 4.5 mln EUR. Il debito risultava di oltre 135 mln EUR.

Nel periodo 4Q 01 - 3Q 02 inclusi la società ha prodotto un Ebitda di circa 22 mln EUR. Sull'intero 2002 l'Ebitda è stimato in circa 20 mln EUR.

Valutiamo l'EV di Plurigas 8.0x l'Ebitda atteso al 2002, ovvero 160 mln EUR. Considerato il debito netto di fine 2001, ciò implica un equity value di 25 mln EUR (P / BV di 4.6x). L'EV di competenza di AEM è valutato in 64 mln EUR.

ATEL

A metà del mese di novembre, AEM Milano ha annunciato di aver acquisito il 5.4% della società svizzera ATEL (Aar e Ticino SA di Elettricità) per circa 137 mln CHF (94 mln EUR). Questo prezzo era in linea con la capitalizzazione al tempo del gruppo elvetico (2.5 mld CHF). ATEL risultava già azionista di AEM, con il 5% del capitale sociale. L'ingresso nell'azionariato di ATEL rientra nella strategia AEM di rafforzamento dei rapporti con detto operatore, proprietario delle linee di interconnessione con l'Europa per il trasporto dell'energia elettrica, nonché partner industriale in Edipower.

ATEL opera nel settore della produzione, trasmissione, distribuzione e commercio dell'energia elettrica e dei servizi energetici.

Nel 2001 il fatturato del gruppo ha raggiunto i 3.6 mld CHF (circa 2.5 mld EUR), con un cash flow di 540 mln CHF (circa 371 mln EUR). I mercati principali di ATEL sono, oltre alla Svizzera, l'Italia, la Germania e, in misura crescente, i paesi dell'Europa orientale.

Tale partecipazione viene valutata all'attuale prezzo di mercato, ovvero 125 mln CHF (86 mln EUR).

Area TLC: Metroweb e Fastweb

AEM ed e.Biscom hanno recentemente approvato l'operazione di compravendita delle partecipazioni di AEM in FastWeb (30.8%) e di e.Biscom in Metroweb (33%). La conclusione della trattativa è subordinata al raggiungimento di un accordo su termini e condizioni contrattuali ancora in fase di definizione.

L'operazione di compravendita prevede che AEM ceda ad e.Biscom la sua partecipazione del 30.8% in FastWeb, operatore di telecomunicazioni a larga banda, leader di mercato nelle città italiane dove sta realizzando la propria infrastruttura di rete in fibra ottica, e che, contestualmente, e.Biscom ceda ad AEM la sua partecipazione del 33% in Metroweb, fornitore di fibra ottica in ambito metropolitano milanese.

La transazione sarà effettuata sulla base di una valutazione di 277.2 mln EUR per la partecipazione del 30.8% di AEM in FastWeb e di 37.2 mln EUR per la quota del 33% di e.Biscom in Metroweb. Il valore complessivo dell'equity di Fastweb e Metroweb viene quindi implicitamente stimato rispettivamente in 900 mln EUR e 113 mln EUR, sostanzialmente in linea con le nostre valutazioni (vedi infra).

Inoltre, e.Biscom emetterà ed AEM sottoscriverà un prestito obbligazionario per un valore nominale di 240 mln EUR, convertibile entro tre anni in 6.75 mln di azioni e.Biscom, ovvero il 12.2% del capitale della stessa e.Biscom considerando l'aumento di capitale al servizio della conversione del bond.

Questa operazione consentirà ad entrambe le società di cogliere delle opportunità. In particolare, consentirà ad e.Biscom di acquisire il 100% del capitale azionario di FastWeb, core business del gruppo, e consentirà ad AEM di partecipare al capitale di e.Biscom tramite la conversione dell'obbligazione convertibile, mantenendo al tempo stesso protetto il valore nominale dei 240 mln EUR. AEM deterrà inoltre il 100% del capitale azionario di Metroweb, che presenta sinergie tra le operazioni di posa e manutenzione della fibra ottica con la rete del gas di AEM Milano.

Il valore nominale del bond ricevuto da AEM come parte integrante dell'operazione è sostanzialmente coincidente con il suo valore di mercato. Infatti, considerando un costo del debito per e.Biscom del 7.0% ed un risk free rate del 2.5% sull'arco temporale di durata dello stesso bond, l'adottata formula zero coupon implica un NPV di distruzione di valore per i possessori del bond di circa 48 mln EUR, ovvero 7.1 EUR per ognuna delle 6.75 mln di azioni in cui il bond stesso può essere convertito.

Notiamo inoltre come tale valore risulti molto prossimo al valore del warrant. Lo strike price implicito nella struttura del

bond è 35.6 EUR per ogni azione e.Biscom; inoltre, il fattore di correzione è pari a 0.8777, ovvero (48.45 / 52.2). Con lo stesso risk free rate sopra considerato (2.5%), un dividend yield nullo, ed un prezzo attuale del titolo di EUR 27.7, il valore dell'opzione call è funzione delle assunzioni circa la volatilità del titolo e.Biscom.

TAB. 45 - VALORE WARRANT E.BISCOM

Volatilità attesa	50.0%	55.0%	60.0%
Valore call option (EUR)	7.1	8.0	8.9
Valore warrant (EUR)	6.2	7.0	7.8

Fonte: stime Centrosim

Considerato il fattore di correzione, il valore del warrant risulta di 7.0 EUR per una volatilità attesa su e.Biscom del 55.0%, un valore prudenziale rispetto ad una volatilità nell'ultimo anno dello stesso titolo di circa il 61%. Sulla base di tali considerazioni il valore nominale ed il valore di mercato del bond sono molto simili.

Come sopra indicato, notiamo inoltre che le valutazioni osservate all'interno dell'operazione in esame sono consistenti con le nostre valutazioni DCF di Fastweb e Metroweb, relativamente alle quali attribuiamo un equity rispettivamente di 870 mln EUR e 95 mln EUR, ovvero il 68.0% ed il 7.4% della capitalizzazione target di e.Biscom, da noi stimata in 1,280 mln EUR.

Complessivamente, pertanto, l'operazione descritta è sostanzialmente neutra dal punto di vista del valore per AEM Milano. Più in dettaglio, il 30.8% di Fastweb ceduto viene da noi valutato 268 mln EUR, mentre gli asset ricevuti assommano a 271 mln EUR (31 mln EUR relativi alla quota del 33% in Metroweb e 240 mln EUR di bond). Dal punto di vista industriale, invece, essa rappresenta il formale disimpegno di AEM da Fastweb, sebbene ciò fosse sostanzialmente già avvenuto mediante la decisione di AEM di non partecipare al recente aumento di capitale della stessa Fastweb, diluendo pertanto la propria partecipazione. Il gruppo si focalizzerà dunque su Metroweb, operatore specializzato nella fornitura di fibra ottica, un business che presenta notevoli sinergie rispetto all'attività di gestione e manutenzione della rete del gas.

Valutazione complessiva di AEM Milano

TAB. 46 - ANALISI DEL VALORE DI AEM MILANO.

	mln EUR	EUR ps	Modalità
EV Settore elettrico:			
Produzione	1,085	0.60	DCF
Trasmissione	57	0.03	DCF
Distrib. E vendita mkt vincolato	744	0.41	DCF
Vendita mkt idoneo	20	0.01	DCF
TOTALE SETTORE ELETTRICO	**1,907**	**1.06**	
EV Settore gas:			
Distribuzione gas	**1,021**	**0.57**	**DCF**
EV altri business:			
Trading	239	0.13	DCF
Servizi clientela	26	0.01	EV / Ebitda 02 7.8x
Plurigas	64	0.04	EV / Ebitda 02 8.0x
Totale EV altri business	**329**	**0.18**	
EV core business	**3,256**	**1.81**	
Debito core business 02	**875**	**0.49**	
Equity core business	**2,381**	**1.32**	
Altro:			
Edipower	134	0.07	Valore contabile
Atel	86	0.05	Prezzo di mercato
Altre partecipazioni	45	0.03	Valore contabile
Totale equity altri business	**265**	**0.15**	
Equity core business con partecip. non consolidate	**2,646**		
Equity per share	**1.47**		
EV Metroweb	255	0.14	DCF
Debito Metroweb 02	160	0.09	
Equity totale Metroweb	95	0.05	
% AEM in Metroweb	67.2%		
Equity Metroweb competenza AEM	64		
Equity totale Fastweb	870	0.48	DCF
% AEM in Fastweb	30.8%		
Equity Fastweb competenza AEM	268		
Totale equity settore TLC	**332**	**0.18**	
Totale equity AEM Milano	**2,978**		
N. azioni (mln)	**1,800**		
Equity per share	**1.65**		
Prezzo attuale	**1.21**		
Up (Down)	**36.4%**		
Sett. TLC per share	0.18		
% su fair price	11.1%		

Fonte: stime Centrosim

Il settore elettrico esprime globalmente un EV di circa 1.9 mld EUR, ovvero il 58.6% dell'EV espresso dal core business. Al settore gas viene attribuito 1 mld EUR circa, ovvero il 31.3% dell'EV del core business. Gli altri business consolidati nel conto economico evidenziano un EV di 329 mln EUR, ovvero il 10.1% del valore del core business.

In totale, l'EV del core business consolidato nel conto economico è stimato in 3.3 mld di EUR circa, cui corrisponde al netto del debito core stimato sul 2002 un equity value di circa 2.4 mld EUR, ovvero 1.32 EUR per azione. Le partecipazioni escluse dal consolidamento vengono valutate 265 mln EUR, ovvero 0.15 EUR per azione. Complessivamente, i business che non fanno capo all'area TLC esprimono un equity value di oltre 2.6 mld EUR, ovvero 1.47 EUR per azione.

L'equity value della componente TLC viene complessivamente valutato in 332 mln EUR, ovvero 0.18 EUR per azione (l'11.1% dell'equity value complessivo). Notiamo che il debito netto di Metroweb alla fine del 2002 è stimato in 160 mln EUR, un valore non omogeneo con i 36.3 mln EUR di fine 2001 per un problema di riclassificazione contabile (con criteri di riclassificazione omogenei il debito netto alla fine del 2001 ammonterebbe a 113.8 mln EUR). Nella sopra esposta tabella è riportata la struttura delle partecipazioni precedentemente all'accordo sopra analizzato relativo all'uscita da Fastweb ed all'acquisizione delle minorities in Metroweb. Abbiamo comunque analizzato come tale accordo sia del tutto neutro dal punto di vista della creazione di valore.

L'equity value complessivo di AEM Milano viene pertanto stimato in circa 3.0 mld EUR, ovvero 1.65 EUR per azione, con un potenziale upside di oltre il 36% sul prezzo attuale. In funzione di tale valutazione eleviamo il rating sul titolo dal precedente 4 - Underperform a 2 - Outperform.

E' opportuno sottolineare che la performance del titolo potrà mostrare un'elevata sensibilità alla notevole crescita registrata dal conto economico consolidato nel 2003 (vedi infra). Come precedentemente sottolineato, questa risulterà in funzione di una ampia serie di fattori:

1) elevata crescita dell'output idroelettrico, con eventuale stazionarietà del prezzo del petrolio su elevati livelli;
2) migliorata redditività degli stessi impianti idroelettrici per via della più elevata produzione nelle fasce orarie diurne;
3) rimozione della tassazione della rendita idroelettrica a partire dal 2002 (sebbene non considerata nel conto economico di tale anno, vedi infra), che esplicherà consistenti effetti sul conto economico 2003;
4) crescita della produzione termoelettrica per via del completamento dei lavori di repowering sul gruppo 2 di Cassano d'Adda;
5) consolidamento dell'ex rete di distribuzione Enel.

CE e SP consolidati

TAB. 47 - CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO. VALORI IN MLN EUR.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ricavi	**656**	**767**	**1,113**	**1,018**	**1,288**	**1,396**	**1,504**	**1,653**	**1,765**	**1,782**	**1,783**	**1,785**
YoY%		**17.0%**	**45.0%**	**-8.5%**	**26.5%**	**8.4%**	**7.7%**	**9.9%**	**6.8%**	**1.0%**	**0.1%**	**0.1%**
Costi esterni	336	455	730	672	850	921	992	1,091	1,165	1,176	1,177	1,178
YoY%		35.3%	60.5%	-7.9%	26.5%	8.4%	7.7%	9.9%	6.8%	1.0%	0.1%	0.1%
mgn	51.3%	59.3%	65.6%	66.0%	66.0%	66.0%	66.0%	66.0%	66.0%	66.0%	66.0%	66.0%
Valore aggiunto	320	313	383	346	438	475	511	562	600	606	606	607
YoY%		-2.2%	22.5%	-9.6%	26.5%	8.4%	7.7%	9.9%	6.8%	1.0%	0.1%	0.1%
mgn	48.7%	40.7%	34.4%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%
Costo lavoro	116	112	109	100	93	104	115	144	183	189	189	190
YoY%		-3.3%	-2.4%	-8.6%	-6.2%	10.8%	11.4%	24.6%	27.1%	3.6%	0.1%	0.4%
mgn	17.6%	14.6%	9.8%	9.8%	7.3%	7.4%	7.7%	8.7%	10.3%	10.6%	10.6%	10.6%
Ebitda	**204**	**201**	**274**	**247**	**344**	**371**	**396**	**418**	**417**	**417**	**417**	**417**
YoY%		**-1.6%**	**36.4%**	**-10.0%**	**39.7%**	**7.7%**	**6.7%**	**5.7%**	**-0.2%**	**-0.2%**	**0.1%**	**0.0%**
mgn	**31.1%**	**26.2%**	**24.6%**	**24.2%**	**26.7%**	**26.6%**	**26.3%**	**25.3%**	**23.7%**	**23.4%**	**23.4%**	**23.4%**
Amm.ti ed acc.ti	77	79	108	98	120	114	111	105	100	96	93	90
YoY%		2.8%	37.2%	-9.9%	22.8%	-5.0%	-2.6%	-5.8%	-4.3%	-4.2%	-3.4%	-3.0%
mgn	11.7%	10.3%	9.7%	9.6%	9.3%	8.2%	7.4%	6.3%	5.7%	5.4%	5.2%	5.0%
Ebit	**127**	**122**	**165**	**149**	**224**	**257**	**285**	**314**	**317**	**321**	**324**	**327**
YoY%		**-4.2%**	**35.8%**	**-10.1%**	**50.8%**	**14.5%**	**10.8%**	**10.1%**	**1.2%**	**1.0%**	**1.1%**	**0.8%**
mgn	**19.4%**	**15.9%**	**14.9%**	**14.6%**	**17.4%**	**18.4%**	**18.9%**	**19.0%**	**18.0%**	**18.0%**	**18.2%**	**18.3%**
Rett. Att. Fin.	0	-11	-7	-25	0	0	0	0	0	0	0	0
Proventi fin. Netti	-2	-9	-18	-29	-55	-55	-55	-52	-46	-42	-39	-37
Prov. Straord. netti	2	-2	-2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Utile ante imposte	128	100	139	96	169	202	230	262	271	278	285	290
Imposte	15	25	31	22	59	71	80	92	95	97	100	101
Tax rate	11.7%	25.1%	22.6%	23.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%
Utile esercizio	113	75	108	74	110	131	149	170	176	181	185	188
YoY%		-33.7%	44.1%	-31.3%	48.8%	19.3%	13.9%	14.1%	3.4%	2.7%	2.3%	1.8%
mgn	17.2%	9.7%	9.7%	7.3%	8.5%	9.4%	9.9%	10.3%	10.0%	10.2%	10.4%	10.6%
Minorities	1	0	-2	-2	-3	-4	-4	-5	-5	-5	-6	-6
Utile capogruppo	**113**	**74**	**105**	**72**	**107**	**128**	**145**	**166**	**171**	**176**	**180**	**183**
YoY%		**-34.2%**	**41.1%**	**-31.4%**	**48.6%**	**19.2%**	**13.8%**	**14.0%**	**3.3%**	**2.7%**	**2.3%**	**1.8%**
mgn	**17.3%**	**9.7%**	**9.4%**	**7.1%**	**8.3%**	**9.1%**	**9.7%**	**10.0%**	**9.7%**	**9.9%**	**10.1%**	**10.2%**
Utile capogruppo rettificato	111	85	112	90	107	128	145	166	171	176	180	183
YoY%		-23.7%	32.2%	-19.5%	18.9%	19.2%	13.8%	14.0%	3.3%	2.7%	2.3%	1.8%
mgn	16.9%	11.0%	10.1%	8.8%	8.3%	9.1%	9.7%	10.0%	9.7%	9.9%	10.1%	10.2%
Cash flow	190	154	214	170	227	242	256	270	271	271	272	273
YoY%		-19.2%	39.1%	-20.5%	33.8%	6.4%	6.0%	5.4%	0.3%	0.2%	0.3%	0.1%
mgn	29.0%	20.0%	19.2%	16.7%	17.6%	17.3%	17.0%	16.3%	15.4%	15.2%	15.3%	15.3%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

Nei primi 9 mesi del 2002 i ricavi consolidati risultano in riduzione del 13.3%, essenzialmente per via dell'andamento della produzione idroelettrica e delle tariffe gas ed elettricità, a loro volta in funzione del prezzo del greggio. La componente tariffaria dell'energia elettrica relativa al costo unitario variabile si riduce del 20%. Nel 2002 non è stata inoltre corrisposta la componente straordinaria del prezzo di cessione dell'energia sulla produzione elettrica destinata al mercato vincolato, con un effetto negativo, nei primi 9 mesi 2002, per 7 mln EUR. L'Ebitda e l'Ebit sono rispettivamente in calo del 20.5% e del 28.3%.

Come sopra evidenziato, il 2003 evidenzierà una performance notevole da parte del gruppo. Ciò sarà dovuto sia alla crescita interna, sia alla crescita esterna.

L'anno in corso evidenzierà infatti una ripresa della produzione idroelettrica. I dati forniti dal GRTN relativamente al sistema nazionale indicano nel mese di gennaio una ripresa del 56.3%. Sul 2003 prevediamo un incremento di oltre il 14% relativamente alla produzione idroelettrica di AEM Milano. Inoltre, l'elevato livello del prezzo del petrolio, qualora perdurasse, aumenterebbe notevolmente la redditività degli impianti idro, che dall'inizio del 2002, a meno di una modifica del DL recentemente presentato, verranno sollevati dalla tassazione sulla rendita idro, con incidenza attesa sul 2003 di 22 mln EUR rispetto alla non contabilizzata restituzione di 34 mln EUR nel 2002. Infine, il completamento del repowering di Cassano ed il consolidamento da inizio anno della rete Enel forniranno ulteriori spazi di crescita.

TAB. 48 - EVOLUZIONE CONTRIBUZIONI PERCENTUALI.

Breakdown Fatturato	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Generazione	25.3%	12.7%	11.2%	12.4%	13.1%	13.5%	12.2%	12.0%	11.9%	11.9%
Trasmissione	1.0%	0.9%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
Mkt elettrico vincolato	27.9%	27.9%	33.2%	28.8%	25.7%	23.1%	21.4%	21.1%	21.0%	20.9%
Mkt elettrico idoneo	14.1%	9.7%	7.9%	7.6%	7.2%	6.5%	6.1%	6.1%	6.1%	6.1%
Distribuzione e vendita gas	42.0%	43.2%	33.4%	30.2%	27.5%	24.9%	23.3%	23.1%	23.1%	23.0%
Trading	15.9%	45.9%	43.1%	55.1%	58.7%	63.4%	67.4%	67.1%	67.3%	67.5%
Totale	126.2%	140.4%	136.7%	134.8%	132.8%	131.9%	131.0%	130.0%	130.0%	129.9%
Altro / Rettifiche consolidamento	-26.2%	-40.4%	-29.6%	-34.8%	-32.8%	-31.9%	-31.0%	-30.0%	-30.0%	-29.9%
Totale consolidato	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Breakdown Ebitda	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Generazione	36.9%	24.2%	30.6%	34.4%	36.9%	39.4%	38.3%	38.0%	37.7%	37.6%
Trasmissione	2.0%	2.6%	1.9%	1.8%	1.7%	1.6%	1.6%	1.7%	1.7%	1.7%
Mkt elettrico vincolato	22.2%	25.3%	27.9%	24.4%	21.9%	20.6%	20.4%	20.3%	20.2%	20.1%
Mkt elettrico idoneo	1.1%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.7%	0.7%
Distribuzione e vendita gas	41.0%	50.8%	35.0%	31.6%	28.8%	26.9%	26.8%	26.7%	26.6%	26.6%
Trading	2.2%	4.7%	4.0%	5.2%	5.6%	6.3%	7.1%	7.2%	7.2%	7.2%
Totale	105.3%	108.4%	100.8%	98.1%	95.6%	95.4%	94.8%	94.4%	94.1%	93.9%
Altro / Rettifiche consolidamento	-5.3%	-8.4%	-0.2%	1.9%	4.4%	4.6%	5.2%	5.6%	5.9%	6.1%
Totale consolidato	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Breakdown Capex	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Generazione	18.1%	16.6%	57.9%	64.1%	54.7%	25.6%	25.0%	24.6%	24.0%	23.6%
Trasmissione	0.0%	0.3%	1.0%	1.2%	1.5%	2.8%	3.1%	3.1%	3.0%	3.0%
Mkt elettrico vincolato	6.2%	2.3%	21.0%	14.6%	18.3%	29.4%	29.5%	29.9%	30.0%	30.5%
Mkt elettrico idoneo	0.0%	0.1%	0.3%	0.2%	0.3%	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%
Distribuzione e vendita gas	13.4%	3.9%	17.7%	17.9%	22.9%	36.8%	37.0%	37.2%	37.0%	37.1%
Trading	0.0%	0.3%	1.0%	1.0%	1.2%	2.8%	2.7%	2.6%	3.4%	3.4%
Altro	62.3%	76.6%	1.0%	1.0%	1.2%	1.8%	1.8%	1.8%	1.7%	1.7%
Totale consolidato	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Fonte: dati societari e stime Centrosim

Analogamente a quanto già osservato nel paragrafo relativo al consolidamento del settore elettrico, nei prossimi anni il settore generazione è atteso contribuire in misura crescente all'Ebitda di gruppo. Ciò è in funzione dei programmi di sviluppo evidenziati per tale area. I valori raggiungeranno un equilibrio nel 2006, quando il settore generazione mostrerà una stabilizzazione. Da questo punto in avanti la contribuzione delle varie aree è vista stabile, sia in termini di Ebitda che in termini di capex.

TAB. 49 - SP CONSOLIDATO. VALORI IN MLN EUR.

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Immobilizzazioni	1,319	1,546	1,718	2,406	2,477	2,571	2,630	2,634	2,646	2,663	2,687	2,715
CCN	-100	-110	-90	-81	-103	-112	-120	-132	-141	-143	-143	-143
Capitale investito lordo	**1,218**	**1,436**	**1,628**	**2,325**	**2,374**	**2,459**	**2,509**	**2,502**	**2,504**	**2,521**	**2,544**	**2,573**
F.di diversi	122	133	162	148	187	202	218	240	256	258	259	259
Capitale investito netto	**1,096**	**1,303**	**1,465**	**2,177**	**2,188**	**2,256**	**2,291**	**2,262**	**2,248**	**2,262**	**2,286**	**2,314**
PN gruppo	1,106	1,074	1,133	1,129	1,161	1,206	1,261	1,331	1,399	1,466	1,532	1,592
Minorities	7	8	11	12	15	19	23	28	33	39	44	50
Debito fin. Netto	**-17**	**220**	**321**	**1,035**	**1,012**	**1,032**	**1,007**	**903**	**817**	**757**	**710**	**672**

Fonte: dati societari e stime Centrosim

TAB. 50 - EVOLUZIONE PFN. VALORI IN MLN EUR.

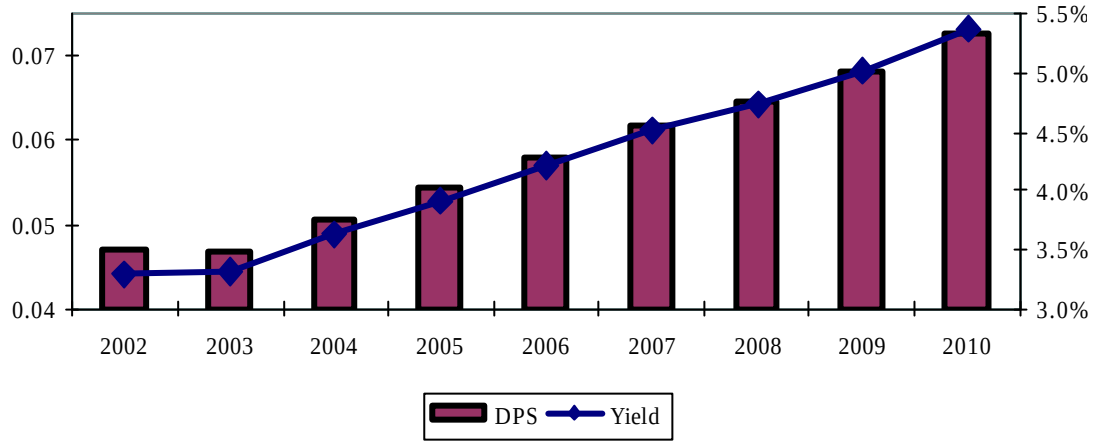
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
PFN iniziale	**17**	**-220**	**-321**	**-1,035**	**-1,012**	**-1,032**	**-1,007**	**-903**	**-817**	**-757**	**-710**
Cash Flow	154	214	169	226	241	256	269	270	271	272	272
YoY%		39.1%	-20.6%	33.6%	6.4%	6.1%	5.4%	0.3%	0.2%	0.3%	0.1%
Delta CCN	9	-20	-8	22	9	9	12	9	1	0	0
Delta F.di	11	29	-15	39	16	16	22	16	2	0	0
Cash Flow operativo	174	223	146	287	265	280	303	296	275	272	272
YoY%		28.1%	-34.4%	96.4%	-7.6%	5.5%	8.3%	-2.5%	-7.1%	-0.9%	0.1%
CAPEX	302	255	787	191	207	170	109	112	114	116	118
Dividendi	107	74	76	75	82	89	95	102	107	114	122
Free Cash Flow	-235	-106	-716	21	-24	21	99	82	54	42	32
YoY%		-54.7%	573.4%	-102.9%	-214.8%	-188.1%	370.6%	-17.2%	-34.1%	-22.1%	-22.8%
Altro	-2	6	2	3	4	4	5	5	5	6	6
PFN finale	**-220**	**-321**	**-1,035**	**-1,012**	**-1,032**	**-1,007**	**-903**	**-817**	**-757**	**-710**	**-672**

Fonte: dati societari e stime Centrosim

Il debito netto del 2002 è stimato in 1,035 mln EUR, in forte crescita rispetto ai 321 mln EUR del 2001 per via della notevole mole di investimenti effettuati, fra cui l'acquisizione della rete Enel (423.5 mln EUR) e della partecipazione in ATEL (94 mln EUR).

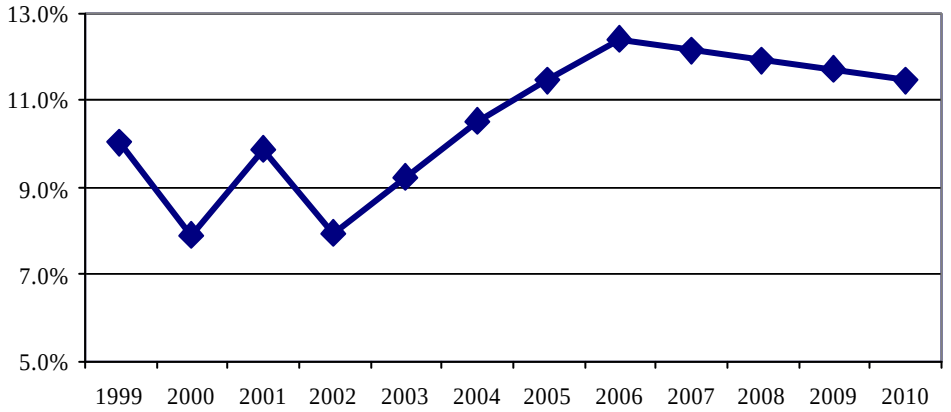
La PFN è attesa costante su questi livelli fino al 2005, al completamento degli investimenti per il potenziamento del settore generazione. A partire dal 2006, la forte diminuzione del capex ed i notevoli flussi di cassa generati dalla gestione determineranno una rapida caduta del debito. Considerando il mantenimento di un'aggressiva politica dei dividendi, il FCF a riduzione dell'indebitamento è comunque stimato ampiamente oltre i 30 mln EUR all'anno, ed alla fine del decennio la PFN è attesa a circa 672 mln EUR, il 35% in meno rispetto al valore del 2002.

FIG. 20 - EVOLUZIONE DPS ED YIELD



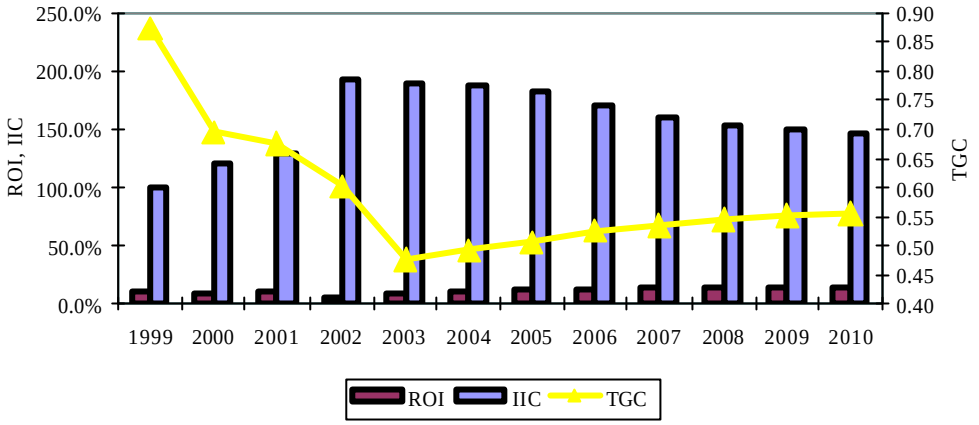
Fonte: dati societari e stime Centrosim

FIG. 21 – DINAMICA DEL ROE



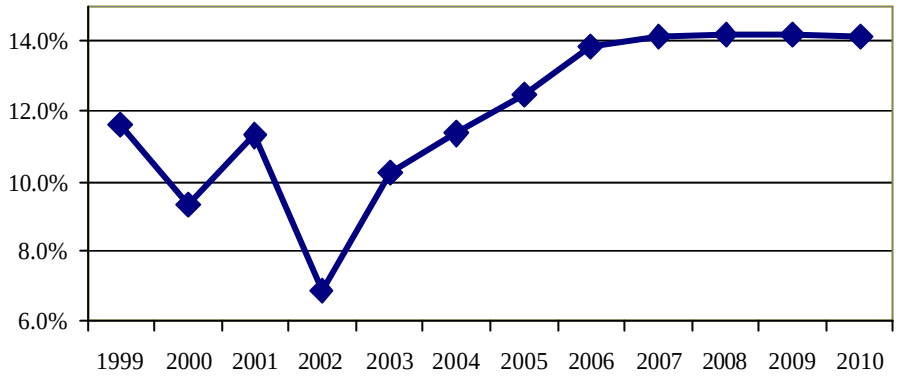
Fonte: dati societari e stime Centrosim

Fig. 22 – Determinanti del ROE



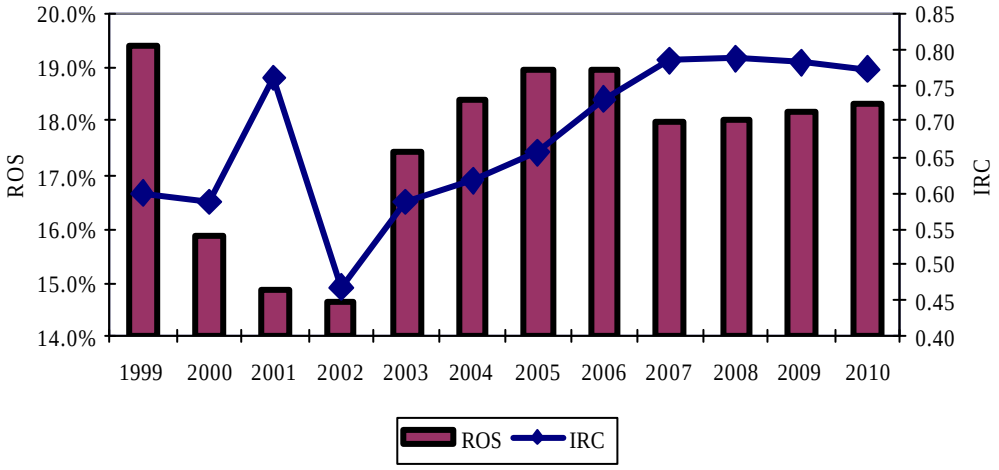
Fonte: dati societari e stime Centrosim

Fig. 23 – Dinamica del ROI



Fonte: dati societari e stime Centrosim

Fig. 24 - Determinanti del ROI



Fonte: dati societari e stime Centrosim

Dal punto di vista finanziario, ed in termini rettificati, le assunzioni considerate evidenziano per l'anno in corso ed i prossimi una consistente crescita del ROE, che passa dall'8.0% atteso nel 2002 al 12.4% nel 2006, per poi diminuire all'11.4% alla fine del decennio. La crescita è dovuta al forte aumento del ROI, mentre l'indice di indebitamento complessivo ed il tasso della gestione caratteristica mostrano delle riduzioni.

La performance del ROI è in funzione sia dell'incremento del ROS che dell'indice di rotazione del capitale.

Procedimenti in corso

E' attualmente in corso una procedura di infrazione promossa dalla Commissione Europea. Nel 1999 la Commissione Europea ha comunicato all'Italia la decisione di avviare un procedimento circa presunti aiuti di Stato in forma di esenzioni fiscali e di accesso a prestiti agevolati concessi a favore di società a partecipazione pubblica istituite ai sensi della L. 142/90. Lo scorso giugno, la Commissione Europea ha individuato come aiuti di Stato distorsivi della concorrenza l'esenzione triennale dall'imposta sul reddito, nonché i vantaggi derivanti dai prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti. Non sono invece stati considerati aiuti di Stato le agevolazioni fiscali relative alla trasformazione di aziende municipalizzate in società per azioni.

In funzione di tali considerazioni, la Commissione ha deciso che le Autorità italiane dovranno adottare tutte le misure necessarie per recuperare gli aiuti in tal modo concessi.

Lo Stato Italiano ha già impugnato il provvedimento dinanzi alla Corte di Giustizia Europea, mentre AEM Milano è in procinto di farlo. E' tuttavia difficile avanzare previsioni in merito ai tempi tecnici dell'iter processuale.

I benefici fiscali goduti essenzialmente in termini di IRPEG dai principali operatori del settore nel triennio 1997-1999 ammontano a circa 127 mln EUR per AEM Milano, 74 mln EUR per Acea Roma ed a 28 mln EUR per AEM Torino.

L'incidenza per azione è pertanto quantificabile in 7.1 cent EUR per AEM Milano (5.9% rispetto al prezzo attuale).

Il ricorso di AEM Milano in relazione a tale provvedimento osserva che la società ha operato, nel periodo esaminato, in settori non aperti alla concorrenza, quali quello elettrico e del gas. Nessun finanziamento agevolato è stato invece concesso dalla Cassa Depositi e Prestiti ad AEM ai sensi degli interventi citati.

Per quanto concerne invece il settore della produzione, il TAR della Lombardia ha annullato la delibera AEEG n. 238/00, entrata in vigore nel 2001, con la quale l'Autorità ha apportato una riduzione del 20% alla componente tariffaria destinata alla copertura dei costi fissi di produzione dell'energia elettrica ceduta al mercato vincolato. In attesa del pronunciamento del Consiglio di Stato, al quale l'Autorità ha presentato ricorso, i produttori hanno proseguito a fatturare secondo il profilo tariffario ridotto. Considerato l'attuale livello dei prezzi alla produzione, riteniamo che il ripristino delle tariffe precedenti sia alquanto improbabile, per via del consistente incremento dei prezzi che ne deriverebbe.

Multipli con competitors

TAB. 51 - EVOLUZIONE EV/EBITDA.

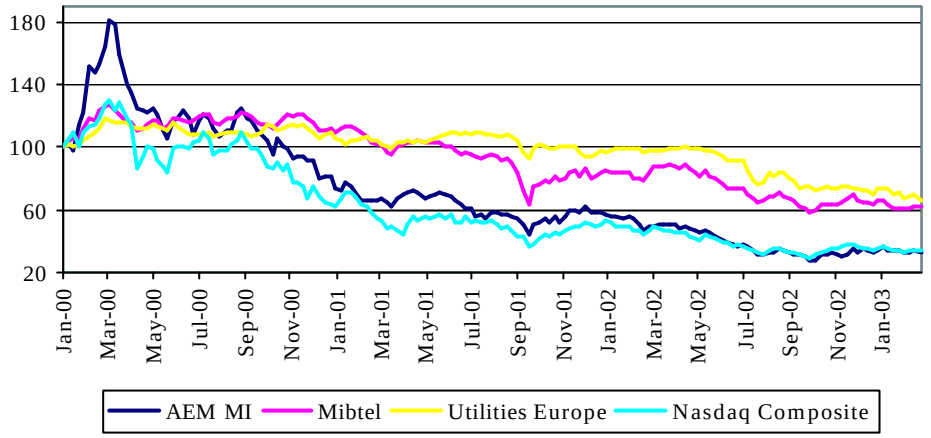
	2002	2003	2004
Enel	7.2	7.1	6.6
Acea	5.6	4.8	4.4
AEM MI	*13.5*	*9.3*	*8.7*
AEM TO	8.9	8.3	7.3
SNAM RG	7.8	7.3	7.0
ASM BS	7.8	7.5	7.4
Average	**7.3**	**7.2**	**6.7**
Median	**7.8**	**7.4**	**7.2**

Fonte: stime Centrosim e dati JCF

AEM Milano esprime attualmente un premio rispetto ai valori evidenziati dai competitors nazionali. Sebbene in misura decrescente, tale situazione persisterà anche nei prossimi anni; la elevata crescita dell'Ebitda sarà infatti parzialmente compensata dal mantenimento del debito netto agli attuali livelli fino al 2005, per via dei programmati investimenti nel settore della generazione.

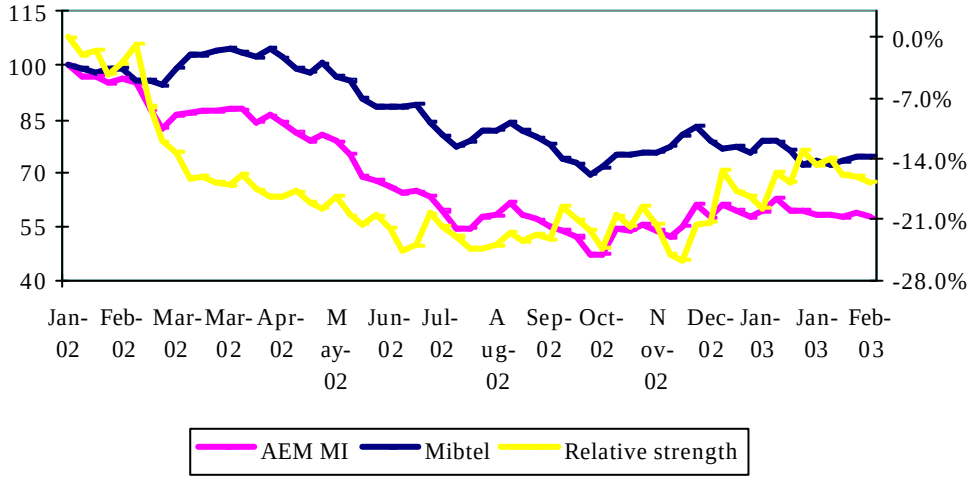
Performance ed analisi statistica di AEM Milano

FIG. 25 - PERFORMANCE COMPARATE



Non considerando la distribuzione di dividendi, dall'inizio del 2000 AEM Milano ha perso circa i 2/3 del proprio valore, una performace del tutto simile a quella evidenziata dal Nasdaq Composite, mentre sullo stesso periodo il Mibtel ha contenuto le perdite a circa il 37%.

FIG. 26 - PERFORMANCE DAL 2002



Anche rispetto all'inizio del 2002, al netto della distribuzione dei dividendi, AEM mostra una forte sottoperformance rispetto al Mibtel. Ciò è dovuto agli elevati multipli che evidenziava il titolo, non supportati dall'andamento economico del 2002 per via dei motivi precedentemente analizzati. La performance relativa rispetto al Mibtel mostra comunque un punto di minimo nel mese di agosto, presumibilmente in coincidenza delle elevate precipitazioni registrate in quel periodo, premessa per una notevole ripresa della produzione idroelettrica. La positiva performance rispetto al Mibtel trova infine riscontro nei contenuti della conference call sui dati del 3Q, quando sono state fornite indicazioni circa la contrazione dell'Ebitda su base annua, attesa al 10% su tutto il 2002 rispetto al 20% dei primi 9 mesi, per via del recupero della produzione idroelettrica ai livelli del 4Q 01 e del consolidamento della rete Enel di Milano negli ultimi 2 mesi dell'anno.

TAB. 52 - BETA ED R^2 DI AEM MILANO.

	da jan 00		da 2 anni		da 1 anno	
	beta	R^2	beta	R^2	beta	R^2
AEM-Mibtel	1.1	0.42	0.9	0.51	1.1	0.45
AEM-SX6P	1.0	0.15	0.9	0.19	0.8	0.16
AEM-Nasdaq	0.5	0.20	0.5	0.24	0.7	0.34

Fonte: Centrosim

TAB. 53 - VOLATILITÀ DEGLI INDICI DI RIFERIMENTO

	volatilità		
	Da jan 00	da 2 anni	da 1 anno
AEM	86.8%	73.7%	73.9%
Mibtel	52.5%	58.3%	45.2%
SX6P	34.3%	36.1%	38.1%
Nasdaq	89.2%	73.9%	59.5%

Fonte: Centrosim

Rispetto ai 3 indici considerati, AEM Milano evidenzia una maggiore correlazione rispetto al Mibtel, con riferimento a tutti i periodi temporali analizzati. Recentemente è tuttavia aumentata notevolmente la correlazione rispetto al Nasdaq Composite, il cui R^2 passa da 0.20 su rilevazioni settimanali degli ultimi 3 anni a 0.34 su rilevazioni nell'ultimo anno. Il beta levered rispetto alle variazioni del Mibtel è sempre intorno all'unità.

Il grado di rischio relativo del titolo risulta comunque sostanzialmente in linea con quanto mostrato da alcuni comparables (Acea Roma evidenzia un beta unlevered molto simile sui vari orizzonti temporali considerati), mentre soltanto Enel mostra caratteristiche di difensività molto più accentuate (beta in crescita con il trascorrere del tempo, ma sempre inferiore a 0.76).

AEM mantiene un'elevata volatilità su tutto l'arco temporale considerato, a differenza degli altri indici che invece tendono a ridurre questa grandezza con il trascorrere del tempo. Su rilevazioni nell'ultimo anno la volatilità di AEM è del 74% circa, quasi doppia rispetto a quella mostrata dall'indice europeo delle utilities e del 24% superiore a quella del Nasdaq. Tale valore si confronta con una volatilità di Acea Roma nell'ultimo anno dell'88%, mentre Enel evidenzia livelli notevolmente più ridotti (58%). Riteniamo che questo fenomeno, decisamente accentuato, sia dovuto al processo di assestamento del titolo verso livelli più prossimi al suo valore; in considerazione della già esaurita bolla speculativa, nel futuro la volatilità potrebbe mostrare una riduzione.