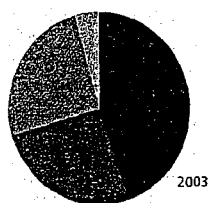


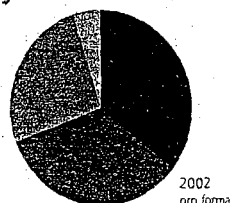
avverse condizioni di idraulicità dei mesi estivi e autunnali, solo in parte compensate dalla crescita registrata nel corso del primo semestre.

Il rilevante incremento della produzione geotermica (+14,9%, pari a +0,7 miliardi di kWh) è da porre in relazione all'entrata in esercizio, nell'ultima parte del 2002, di impianti sia di nuova costruzione sia oggetto di rinnovamento. Di rilievo la crescita delle altre fonti (+45,3%) grazie al contributo dei nuovi impianti eolici.

Contributi alla produzione termica lorda
(milioni di kWh)



■ Gas naturale: 50.535
■ Oli: 29.247
■ Carbone: 28.373
■ Orimulsion e altri combust.: 4.696



■ Gas naturale: 37.600
■ Oli: 35.698
■ Carbone: 27.068
■ Orimulsion e altri combust.: 5.075

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2003		2002 <i>pro forma</i>		2003-2002	
Gas naturale	50.535	44,8%	37.600	35,7%	12.935	34,4%
Olio combustibile pesante (S>0,5%)	10.505	9,3%	20.970	19,9%	(10.465)	-49,9%
Olio combustibile leggero (S<0,5%)	18.742	16,6%	14.728	14,0%	4.014	27,3%
Totale olio combustibile	29.247	25,9%	35.698	33,9%	(6.451)	-18,1%
Carbone	28.373	25,1%	27.068	25,6%	1.305	4,8%
Orimulsion e altri combustibili	4.696	4,2%	5.075	4,8%	(379)	-7,5%
TOTALE	112.851	100,0%	105.441	100,0%	7.410	7,0%

Il raffronto evidenzia una significativa riduzione della produzione ottenuta con l'impiego di olio combustibile e una crescita marcata nell'impiego del gas naturale. Ciò è da attribuire in prevalenza alla nuova struttura del parco impianti per l'ingresso in servizio di quelli a ciclo combinato, nonché all'elevata utilizzazione degli impianti tradizionali a gas durante i mesi estivi. In particolare, la produzione da impianti a ciclo combinato ad alta efficienza è raddoppiata, raggiungendo circa 25 miliardi di kWh. È inoltre diminuito l'utilizzo dell'orimulsion a favore del carbone, in relazione alle difficoltà di approvvigionamento per gli scioperi in Venezuela di inizio anno. La produzione dal carbone, in crescita di circa il 5%, ha beneficiato nel 2003 dei migliori rendimenti di numerosi impianti nonché del maggior utilizzo delle centrali di Fusina e Porto Marghera, per l'entrata in servizio delle nuove torri di raffreddamento.

Relativamente al mix di olio combustibile, il maggior utilizzo di quello a basso tenore di zolfo consegue all'applicazione dei limiti di emissione di anidride solforosa, come previsto dalle norme di attuazione delle direttive europee in materia di qualità dell'aria e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali.

Investimenti e impianti

Investimenti in impianti di generazione in Italia

Milioni di euro

	2003	2002	2003-2002	
Impianti termoelettrici	427	686	(259)	-37,8%
Impianti idroelettrici	98	64	34	53,1%
Impianti geotermici	48	102	(54)	-52,9%
Impianti con fonti alternative	61	76	(15)	-19,7%
Totale	634	928 ⁽¹⁾	(294)	-31,7%

(1) 847 milioni di euro su base *pro forma*.

La consistente riduzione degli investimenti rispetto all'esercizio precedente è da porre in relazione al progressivo completamento del piano di riconversione di impianti termoelettrici a ciclo combinato, i cui benefici si sentiranno in misura maggiore dal 2004, quando tutti i gruppi saranno pienamente operativi.

Come indicato nel piano industriale 2004-2008, gli sforzi futuri si concentreranno in gran parte sulla trasformazione a carbone della centrale di Torrealvaldliga Nord, per una potenza complessiva di 1.980 MW. A tale scopo il 30 aprile 2003 la Capogruppo ha sottoscritto, nell'interesse di Enel Produzione, una convenzione con l'Amministrazione Comunale di Civitavecchia, divenuta efficace il 24 dicembre 2003 con l'ottenimento dell'autorizzazione da parte del Ministero delle Attività Produttive. L'accordo prevede importanti interventi di tutela ambientale, interventi compensativi a favore del Comune di Civitavecchia e misure atte a favorire l'occupazione e lo sviluppo dell'imprenditoria locale.

A seguito delle difficoltà evidenziate dal sistema elettrico italiano nei momenti di picco della domanda durante i mesi estivi, il 5 settembre 2003 il Consiglio di Amministrazione di Enel Produzione ha approvato iniziative tese a costituire una potenza di riserva da attivare nei momenti di emergenza. Tali iniziative, già approvate dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo il 2 luglio 2003, consistono nella riattivazione di una serie di impianti turbogas in grado di assicurare, nell'arco di dodici mesi, una capacità complessiva di 1.200 MW con un investimento di circa 25 milioni di euro.

Potenza efficiente netta del Gruppo installata in Italia

MW	Enel Produzione	Enel Green Power	Totale al 31.12.2003	Totale al 31.12.2002 ⁽¹⁾	2003-2002
Impianti:					
> termoelettrici	26.719	-	26.719	28.679	(1.960)
> idroelettrici	12.916	1.414	14.330	14.344	(14)
> geotermici	-	666	666	666	-
> eolici e fotovoltaici	-	131	131	63	68
Totale	39.635	2.211	41.846	43.752	(1.906)

(1) Include Interpower.

La riduzione della potenza efficiente netta installata in Italia detenuta dal Gruppo Enel conseguente alla cessione di Interpower è pari a 2.611 MW, di cui 2.548 MW di natura termoelettrica e 63 MW idroelettrica, mentre i nuovi impianti entrati in esercizio nel 2003, al netto delle dismissioni, hanno comportato un incremento di 705 MW. Le quattro sezioni a ciclo combinato completate nel 2003 hanno determinato una crescita di 1.489 MW, mentre quelle dismesse a seguito dei lavori in corso sono pari a 905 MW.

Risultati economici

I ricavi conseguiti nel 2003 dalla divisione Generazione ed Energy Management si attestano a 12.111 milioni di euro, in crescita di 1.623 milioni di euro (+15,5%) rispetto all'esercizio precedente, per i seguenti principali elementi:

- > crescita dei volumi di produzione (+4,8%) e della componente tariffaria a copertura del costo del combustibile (+11,1%) con un effetto congiunto pari a circa 730 milioni di euro;
- > rilevazione del recupero di oneri sostenuti nel 2002 a titolo di "penale idro" e di "certificati verdi" pari, rispettivamente, a 410 milioni di euro e a 102 milioni di euro;
- > ricavi dall'attività di intermediazione di energia elettrica di Enel Trade, pari a circa 560 milioni di euro;
- > crescita pari a 330 milioni di euro delle vendite di gas naturale alla divisione Mercato, conseguente all'ampliamento del perimetro e alla concentrazione degli approvvigionamenti in capo a Enel Trade;
- > minori contributi per 207 milioni di euro su produzione pregressa da impianti incentivati ex provvedimento CIP n. 6/92;
- > minori ricavi da vendita di combustibili per trading per circa 350 milioni di euro. Il dato del 2002 oggetto di confronto è quello rideterminato *pro forma*, che include le vendite di combustibili effettuate a Eurogen e Interpower, pari a 464 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* si posiziona a 3.652 milioni di euro, in crescita di 1.218 milioni di euro (+50,0%) rispetto ai 2.434 milioni di euro del 2002, per effetto dei seguenti principali fattori:

- > impatto di 820 milioni di euro correlato alla "penale idro" per il 2002, di cui 410 milioni di euro a titolo di recupero del costo del 2002, e un pari importo rappresentato dall'onere che ha gravato sui risultati del 2002 e non più presente nel 2003;
- > recupero di 102 milioni di euro di oneri sostenuti nel 2002 per "certificati verdi";
- > incremento di circa 330 milioni di euro del differenziale positivo tra la componente tariffaria destinata alla copertura del costo del combustibile e l'onere sostenuto a tale titolo;
- > crescita di circa 100 milioni di euro del margine sulla produzione idro-geotermica per effetto dell'aumento della componente tariffaria legata ai prezzi dei prodotti energetici;
- > aumento di circa 70 milioni di euro dei margini di Enel Trade sulle vendite di gas naturale a terzi e alla divisione Mercato;
- > minori contributi per 207 milioni di euro su produzione pregressa da impianti incentivati ex provvedimento CIP n. 6/92.

Il *risultato operativo* passa da 1.305 milioni di euro nel 2002 a 2.388 milioni di euro, con un aumento di 1.083 milioni di euro (+83,0%), scontando un aumento di 135 milioni di euro di ammortamenti e accantonamenti. Gli accantonamenti sono in crescita di 124 milioni di euro per effetto principalmente della stima di conguagli sulla penale idro-geotermica del 2001 (57 milioni di euro), di rischi su contratti di *trading* (21 milioni di euro), dell'aumento di 12 milioni di euro dei rischi ambientali e della crescita pari a 19 milioni di euro delle svalutazioni su crediti.

Capitale investito netto

Il *capitale investito netto* al 31 dicembre 2003 è pari a 11.947 milioni di euro, in calo di 1.522 milioni di euro (-11,3%) rispetto al dato di fine 2002. La riduzione riflette per 424 milioni di euro l'uscita di Interpower, oltre alla riduzione del capitale circolante netto e delle immobilizzazioni di Enel Produzione, pari ciascuna a circa 500 milioni di euro. Il capitale circolante netto ha beneficiato in prevalenza dell'incasso di crediti vantati verso il Gestore della Rete e della compensazione dei crediti per imposte sul reddito, mentre la riduzione delle immobilizzazioni sconta il surplus degli ammortamenti rispetto agli investimenti e la svalutazione di parti d'impianto oggetto di conversione.

Mercato, Infrastrutture e Reti

La struttura organizzativa del Gruppo individua due specifiche divisioni operative:

- > *Mercato*, con la missione di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e servizi di energia elettrica e gas tramite canali distributivi mirati;
- > *Infrastrutture e Reti*, che raggruppa la gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Ai fini dell'analisi economica, nell'attuale fase transitoria verso la definizione di regole che consentano di individuare i risultati di ciascuna delle due divisioni di cui sopra, si ritiene opportuno considerarle in via congiunta, separando all'interno i settori dell'energia elettrica e del gas.

Mercato, Infrastrutture e Reti

Milioni di euro

	2003	2002	2003-2002	
Energia elettrica				
Ricavi	18.673	19.517	(844)	-4,3%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.354	3.328	26	0,8%
Risultato operativo	2.181	2.062	119	5,8%
Gas				
Ricavi	1.374	1.069	305	28,5%
<i>Margine operativo lordo</i>	272	133	139	-
Risultato operativo <i>ante ammortamento avviamenti</i>	163	65	98	-
Risultato operativo	118	38	80	-
Totale				
Ricavi	20.047	20.586	(539)	-2,6%
<i>Margine operativo lordo</i>	3.626	3.461	165	4,8%
Risultato operativo <i>ante ammortamento avviamenti</i>	2.344	2.127	217	10,2%
Risultato operativo	2.299	2.100	199	9,5%
Capitale investito netto	11.360	11.612	(252)	-2,2%
Dipendenti a fine periodo (n.)	36.424	39.489	(3.065)	-7,8%
Investimenti	1.716	1.967	(251)	-12,8%

Energia elettrica Il settore include:

- > Enel Distribuzione (rete di distribuzione di energia elettrica destinata al mercato libero e vincolato; vendita di energia elettrica sul mercato vincolato);
- > Deval (analoga a Enel Distribuzione ma limitata al territorio della Valle d'Aosta);
- > Enel Energia (vendita di energia elettrica sul mercato libero a clienti con consumi annui inferiori a 100 milioni di kWh);
- > Enel Sole (illuminazione pubblica e artistica) ed Enel.si (*franchising* e impiantistica).

Il confronto dei risultati tra i due periodi di riferimento risente del trasferimento a Enel Trade (divisione Generazione ed Energy Management), avvenuto con effetto dal 1° gennaio 2003, dell'attività di vendita di energia elettrica ai clienti nazionali "energivori" (clienti con consumi annui superiori a 100 milioni di kWh) e "rivenditori", oltre a quella di *trading* sui mercati internazionali.

Nel corso del 2003 sono proseguite le operazioni finalizzate alla cessione di reti di distribuzione alle aziende municipalizzate che ne hanno fatto richiesta. In tale contesto, con decorrenza dal 31 dicembre 2003, è stata ceduta ad ASM Brescia la rete di distribuzione dell'energia elettrica nel Comune di Brescia e in 45 Comuni limitrofi, per un corrispettivo di 168 milioni di euro, con una plusvalenza per il Gruppo pari a 120 milioni di euro. Il ramo d'azienda ceduto include circa 96.200 clienti con 2,8 miliardi di kWh annui di energia distribuita. Nell'esercizio sono state cedute altre reti ubicate in otto Comuni minori, in cui rientrano circa 21.000 clienti con 1,2 miliardi di kWh annui di energia distribuita, per un corrispettivo di 72 milioni di euro, generando una plusvalenza per il Gruppo pari a 45 milioni di euro.

Relativamente alle Province Autonome di Trento e Bolzano, il decreto legislativo n. 79/99 ha rinviato la razionalizzazione dell'attività di distribuzione a specifiche norme di attuazione per il coordinamento con i rispettivi ordinamenti statutari. La norma attuativa, emanata con DPR n. 463, del 11 novembre 1999, dispone che dal 1° gennaio 2000 il potere di rilascio delle concessioni di distribuzione sia demandato alle Province.

A tal riguardo, il 13 dicembre 2001 la Provincia di Trento ha costituito la società elettrica SET Distribuzione SpA (analogamente a quanto in precedenza fatto dalla Provincia di Bolzano) che, dopo l'emanazione del Piano Provinciale relativo alla distribuzione di energia elettrica nel maggio 2003, ha fatto istanza alla Provincia stessa per il trasferimento coattivo in proprio favore di tutti gli impianti del Gruppo Enel destinati al servizio di distribuzione e vendita di energia elettrica nella Provincia di Trento. Enel Distribuzione, come accaduto in relazione ai precedenti atti della Provincia di Bolzano, per gli impianti rientranti nella propria rete di distribuzione ha impugnato detti provvedimenti avanti al Tribunale di Giustizia Amministrativa di Trento. In data 2 agosto 2003, la Provincia di Trento ha emesso provvedimento di esproprio, anch'esso impugnato da Enel. Su accordo delle parti, all'udienza per la sospensiva, si è disposto il rinvio per la trattazione nel merito all'udienza del 5 febbraio del

2004. Le parti si sono inoltre impegnate a non porre in essere atti esecutivi del provvedimento impugnato fino alla sentenza di primo grado e hanno depositato, prima del 5 febbraio 2004, istanza per il differimento della trattazione, pendendo fra le stesse trattative per la definizione bonaria della controversia. Il Tribunale di Giustizia Amministrativa di Trento ha conseguentemente disposto il rinvio dell'udienza all'8 luglio 2004.

Aspetti normativi

Sotto il profilo tariffario, l'applicazione del meccanismo del *price-cap* alle componenti a remunerazione delle attività di trasmissione, distribuzione, misura e vendita avrebbe comportato una riduzione pari a circa l'1,5%. Considerando però l'inserimento in tariffa dei maggiori oneri per il miglioramento della qualità del servizio e per interventi di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, nonché l'aumento dei costi di trasmissione e gli oneri relativi ai transiti internazionali dell'energia elettrica, nel complesso l'aumento rispetto ai livelli tariffari precedenti è pari all'1,3%, con un impatto dello 0,3% sui prezzi finali dell'elettricità. L'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (Autorità) ha inoltre approvato la proposta di Enel Distribuzione relativa alle tariffe per l'anno 2003 in linea con i vincoli imposti.

Con riguardo al sistema di premi/penali in relazione alla qualità del servizio fornito (identificata nella continuità dello stesso), l'Autorità ha concluso nei primi mesi del 2003 il processo di analisi e di approvazione dei dati per l'anno 2001, riconoscendo a Enel Distribuzione un premio di 32 milioni di euro per aver ridotto a 125 minuti l'interruzione media annua per cliente (-25% rispetto al 2000). Analogamente, il 15 dicembre 2003, è stato riconosciuto un premio di 115 milioni di euro per aver ridotto a 103 minuti la medesima interruzione nel corso del 2002, con un miglioramento del 18% rispetto al 2001.

Rimane aperto il contenzioso con l'Autorità stessa su tale materia, relativamente agli esercizi 1998 e 1999, per il quale il TAR della Lombardia ha accolto il ricorso di Enel Distribuzione, dichiarando l'intervenuta estinzione dell'obbligazione di pagamento della sanzione pecuniaria di 46,5 milioni di euro, irrogata dall'Autorità, a seguito del pagamento di 52 mila euro a titolo di oblazione effettuato dalla società. L'Autorità ha proposto appello contro tale sentenza al Consiglio di Stato.

Con riferimento al mercato libero, l'Autorità, in considerazione della ulteriore apertura, successiva al 28 aprile 2003 (con l'abbassamento della soglia di consumo di energia per l'accesso al mercato libero da 9 milioni di kWh a 0,1 milioni di kWh annui), ha disposto una procedura semplificata per il riconoscimento e la verifica della qualifica di cliente idoneo.

Con la delibera n. 27/03, l'Autorità ha introdotto nuove modalità di riconciliazione dell'energia di scambio tra operatori di mercato su base trimestrale e l'obbligo di gestire congiuntamente il contratto di trasporto per quei clienti che hanno già delegato all'operatore la gestione dei contratti di bilanciamento e scambio. A partire dalla fatturazione del mese di maggio 2003, Enel Energia ha quindi fatturato alla totalità dei suoi clienti i servizi sia di bilanciamento sia di riserva e trasporto.

Le tariffe per il periodo 2004-2007

L'Autorità ha definito le tariffe e le regole per la qualità del servizio per il periodo 2004-2007.

Il "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2004-2007" ha determinato i corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:

- > trasmissione dell'energia elettrica;
- > distribuzione dell'energia elettrica;
- > acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, con riferimento alla cessione dell'energia elettrica alle imprese distributrici da parte dell'Acquirente Unico e alla vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato da parte delle imprese distributrici;
- > misura dell'energia elettrica, con riferimento alle attività di installazione e manutenzione dei misuratori e alle attività di rilevazione e registrazione delle misure.

Secondo stime fornite dall'Autorità, i citati servizi sono soggetti a una riduzione tariffaria pari al 4,6% per l'anno 2004, e al 13%, in termini reali, per l'intero periodo 2004-2007. La riduzione tariffaria dell'anno 2004 è stata determinata attraverso un meccanismo di ripartizione tra le imprese e i consumatori dei maggiori recuperi di produttività realizzati dalle imprese rispetto all'obiettivo previsto nel primo periodo di regolazione (4% annuo). La riduzione tariffaria negli anni seguenti sarà determinata applicando il meccanismo del *price-cap*, calcolato al netto dell'inflazione, alle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi (personale e servizi esterni) e degli ammortamenti. La riduzione prevista per queste componenti, riferite all'attività di distribuzione, è pari al 3,5%.

A differenza del metodo utilizzato nel periodo 2000-2003, basato sui valori delle reti e degli ammortamenti desunti dai bilanci civilistici, il valore delle infrastrutture riconosciuto in tariffa e quello dei relativi ammortamenti sono stati determinati facendo riferimento al costo storico delle stesse, rivalutato annualmente e considerando un prolungamento della vita utile, in linea con gli standard internazionali.

La manovra tariffaria attribuisce alle reti di distribuzione Enel un valore complessivo stimato in circa 20 miliardi di euro.

Il rendimento del capitale riconosciuto in tariffa è stato fissato al 6,8% per le reti di distribuzione e all'8,4% per il servizio di misura e per l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato.

L'aggiornamento delle componenti tariffarie a remunerazione del capitale investito per gli anni successivi al 2004 non prevede, invece, l'applicazione del *price-cap*.

Il nuovo Testo Integrato ha inoltre previsto:

- > la possibilità per il distributore di definire autonomamente il prezzo di fornitura del servizio di distribuzione dell'energia elettrica ai clienti finali, liberi e vincolati, diversi dai clienti domestici, nel rispetto dei vincoli ai ricavi definiti dall'Autorità (ricavi ammessi), in linea con la normativa in vigore nel primo periodo regolatorio;

- > l'applicazione delle tariffe dell'Autorità per il servizio di trasmissione, il servizio di misura e il servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati;
- > l'applicazione delle tariffe dell'Autorità per i clienti domestici, articolate in una tariffa D2 per le forniture di energia elettrica nelle abitazioni di residenza anagrafica, con impegni di potenza fino a 3 kW, e in una tariffa D3 per le altre forniture domestiche;
- > la possibilità per i distributori di offrire opzioni tariffarie ulteriori rispetto a quelle fissate dall'Autorità, previa approvazione da parte della stessa.

Il Testo Integrato regola anche la vendita alle imprese distributrici dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, approvvigionata dall'Acquirente Unico.

La disciplina, che entrerà in vigore quando sarà operativa la Borsa dell'elettricità, prevede che il prezzo di cessione dell'energia elettrica destinata ai clienti vincolati sia determinato nel mese come media dei costi unitari sostenuti dall'Acquirente Unico per l'acquisto dell'energia elettrica in Borsa o attraverso contratti bilaterali, e per la copertura dei rischi attraverso contratti derivati.

Il prezzo dell'energia elettrica ai clienti finali vincolati è, invece, fissato dall'Autorità con cadenza trimestrale. Eventuali differenze, in capo ai distributori, tra i ricavi generati dalla vendita dell'energia elettrica ai clienti finali vincolati e i costi sostenuti per l'acquisto della medesima energia saranno oggetto di perequazione.

Il Testo Integrato prevede inoltre meccanismi di perequazione dei costi di distribuzione per riconoscere la specificità delle diverse imprese di distribuzione. Tali meccanismi sono basati in parte su analisi di costi parametrici e in parte su analisi specifiche, che saranno condotte dall'Autorità impresa per impresa. I contributi di allacciamento e i diritti fissi sono stati ridotti del 3,7% nell'anno 2004 e successivamente saranno soggetti a una riduzione annua in termini reali del 3,5% (*price-cap*).

Il servizio alla clientela del mercato vincolato

Nel corso degli ultimi anni Enel Distribuzione ha profondamente innovato la rete commerciale passando da un modello basato sull'accesso fisico del cliente agli uffici commerciali a uno che prevede la centralità del Contact Center quale punto di contatto preferenziale. Il cliente, sia business sia consumer, ha a disposizione circa 2.300 consulenti dislocati in 25 sedi e può accedere attraverso vari canali: telefono, fax, posta e internet. Dall'agosto del 2003 è stato attivato il servizio "Enel ti chiama" a disposizione dei clienti che, collegandosi al sito internet di Enel per le normali operazioni contrattuali, possono prenotare una telefonata di assistenza in caso di difficoltà.

Nel corso del 2003, al fine di allargare l'accessibilità ai propri servizi da parte della clientela, Enel Distribuzione ha stipulato un accordo con Poste Italiane che prevede la possibilità di effettuare le normali operazioni commerciali presso sportelli postali abilitati.

Al servizio della clientela business, le cui esigenze richiedono un contatto professionale in grado di rispondere adeguatamente a specifiche richieste, è stata dedicata la figura dell'*account manager*.

Relativamente ai canali di incasso, al fine di agevolare la clientela, è stato attivato nel mese di settembre il servizio di pagamento tramite gli sportelli Bancomat che si aggiunge a quelli già attivi (domiciliazione bancaria, postale e su carta di credito e pagamento *on line*).

A novembre 2003 ha avuto avvio Enel Club. Tale iniziativa promozionale, completamente gratuita, consente ai clienti di usufruire di sconti e agevolazioni su prodotti di grandi aziende e prestigiose catene distributive. Il club è dedicato ai clienti domestici che scelgono di domiciliare il pagamento della bolletta. I clienti che aderiscono ricevono una *card* per usufruire di sconti, promozioni e offerte sui prodotti dedicati alla casa, alla famiglia e al tempo libero.

Il posizionamento sul mercato libero

Ai clienti del mercato libero, Enel Energia fornisce soluzioni energetiche personalizzate e integra la fornitura di energia con prodotti strutturati per la gestione del rischio e servizi di ottimizzazione, soddisfacendo le esigenze dei clienti con un livello di servizio all'avanguardia e garantendo la massima qualità. Nel corso del 2003 Enel Energia ha ridotto selettivamente il proprio posizionamento nell'attività di vendita di energia ai clienti idonei *large business* (consumi annui tra 1 e 100 milioni di kWh) e avviato un processo di penetrazione selettiva dei clienti *medium business* (consumi annui tra 0,1 e 1 milione di kWh). Si stima che la quota di mercato di Enel Energia in tale segmento nel 2003 sia stata pari mediamente a circa il 10%. Nella seconda metà dell'anno, l'offerta *medium business* si è concretizzata in una proposta commerciale flessibile e innovativa, che ha consentito all'azienda di sviluppare le competenze e il *know-how* anche sul segmento neoliberalizzato. La strategia commerciale si è focalizzata sulla selezione della clientela a maggior margine, potendo contare su un'offerta di prodotti e servizi innovativi a valore aggiunto e su azioni di marketing selettive (sia a livello di settori merceologici target sia a livello geografico).

Reti e investimenti

Investimenti in reti di distribuzione di energia elettrica

Milioni di euro

	2003	2002	2003-2002	
Alta tensione	192	207	(15)	-7,2%
Media tensione	461	676	(215)	-31,8%
Bassa tensione	791	797	(6)	-0,8%
Totale	1.444	1.680	(236)	-14,0%

Gli investimenti mostrano una riduzione complessiva di 236 milioni di euro dovuta al contenimento degli interventi finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, in relazione ai buoni livelli qualitativi raggiunti in corso d'anno, oltre che a una migliore gestione del materiale impiegato per la realizzazione degli impianti.

Con riguardo al progetto "Contatore elettronico", nel 2003 sono stati installati circa 7,6 milioni di contatori con un investimento di 451 milioni di euro, cui si aggiungono 61 milioni di euro in apparati di teletrasmissione. Al 31 dicembre 2003 risultano installati nel complesso 13,4 milioni di nuovi contatori, di cui 9,9 milioni già collegati in telegestione (5,2 milioni sono già stati 'teleletti'). Nel febbraio 2003, Enel Distribuzione ha raggiunto un accordo con le Associazioni dei consumatori per eliminare alcuni disagi sorti a valle della prima fase della campagna di sostituzione dei contatori tradizionali con i nuovi contatori elettronici. Tali disagi erano provocati dall'interruzione dell'erogazione del servizio elettrico a seguito del superamento dei limiti di prelievo di potenza da parte di una porzione della clientela. Tale accordo prevede l'allargamento delle tolleranze nei prelievi di potenza e la predisposizione di una tariffa "bioraria" che comporterà un costo ridotto per l'energia consumata nelle ore notturne e nei giorni festivi a valle dell'introduzione delle tariffe sociali da parte dell'Autorità.

Reti di distribuzione di energia elettrica

	km	n.	km	n.	km	n.
	al 31.12.2003		al 31.12.2002		2003-2002	
Linee alta tensione	19.336	-	20.316	-	(980)	-
Cabine primarie	-	1.996	-	1.976	-	20
Linee media tensione	334.546	-	332.055	-	2.491	-
Cabine secondarie	-	409.362	-	405.775	-	3.587
Linee bassa tensione	728.486	-	710.639	-	17.847	-

La consistenza delle reti risente delle cessioni avvenute nel periodo. La riduzione della consistenza delle linee di alta tensione deriva sostanzialmente dalla cessione di circa 900 km di linee a Terna, avvenuta il 1° settembre 2003.

Risultati economici

I ricavi conseguiti nel 2003 dalle società delle divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti operanti nel settore elettrico sono pari a 18.673 milioni di euro, in calo di 844 milioni di euro (-4,3%) rispetto a quelli del 2002 per i seguenti principali fattori:

- > diminuzione di 1.485 milioni di euro dei ricavi di Enel Energia (di cui 122 milioni di euro relativi al *trading* internazionale) a seguito del citato trasferimento di attività alla divisione Generazione ed Energy Management, per il riposizionamento del Gruppo sul mercato libero nel 2003 e per i minori acquisti di energia da importazione e da impianti incentivati ex provvedimento CIP n. 6/92;
- > crescita di 452 milioni di euro dei ricavi di Enel Distribuzione e Deval per vendita e trasporto di energia (di cui 202 milioni di euro da cessioni a rivenditori);

- > maggiori ricavi per contributi di allacciamento pari a 37 milioni di euro e attribuzione da parte dell'Autorità di premi per la miglior qualità del servizio prestato, pari a 147 milioni di euro (l'analogo importo rilevato nel 2002 era pari a 4 milioni di euro).

Vendite e trasporto energia (Enel Distribuzione e Deval)

	Milioni kWh			Milioni di euro	€/kWh	Milioni kWh			Milioni di euro	€/kWh
	Trasportati per il mercato libero	Venduti sul mercato vincolato	Totale			Trasportati per il mercato libero	Venduti sul mercato vincolato	Totale		
	2003					2002				
Alta tensione	45.100	4.865	49.965	549	1,10	45.146	6.096	51.242	576	1,12
Media tensione	55.532	31.263	86.795	3.312	3,82	46.568	39.299	85.867	3.672	4,28
Bassa tensione	2.341	105.325	107.666	11.980	11,13	802	105.524	106.326	11.343	10,67
Totale	102.973	141.453	244.426	15.841	6,48	92.516	150.919	243.435	15.591	6,40

I ricavi complessivi per vendita (*mercato vincolato*) e trasporto di energia, escluse le cessioni a rivenditori, sono pari nel 2003 a 15.841 milioni di euro, in crescita di 250 milioni di euro rispetto al 2002. Le vendite sul mercato vincolato calano di 9.466 milioni di kWh (-6,3%), mentre i volumi di energia trasportata per il mercato libero sono in crescita di 10.457 milioni di kWh (+11,3%). Il totale dell'energia complessivamente distribuita registra un leggero incremento (+0,4%) rispetto all'esercizio precedente.

Il ricavo unitario medio dell'energia distribuita passa da 6,40 a 6,48 centesimi di euro al kWh per effetto dei seguenti principali fenomeni analizzati per ciascun livello di tensione:

- > per l'alta tensione i ricavi sono in calo di 27 milioni di euro (-4,7%) con una riduzione dell'energia distribuita pari al 2,5%. La riduzione del prezzo medio dell'1,8% riflette essenzialmente il maggior peso dell'energia trasportata per il mercato libero rispetto a quella oggetto di vendita sul mercato vincolato. La prima comporta la fatturazione della sola componente tariffaria destinata alla remunerazione della gestione della rete e del servizio di vendita, mentre per la seconda il ricavo è rappresentato dal prezzo pieno, dovendo coprire anche il costo di acquisto dell'energia ceduta. L'effetto mix è stato in parte attenuato dall'incremento del prezzo di vendita conseguente all'aumento della componente tariffaria riconosciuta a fronte del costo del combustibile e all'introduzione di quella destinata a coprire l'onere dei "certificati verdi";
- > per la media tensione i ricavi sono pari a 3.312 milioni di euro, con una riduzione di 360 milioni di euro (-9,8%) rispetto al 2002. L'andamento riflette l'incremento dell'energia complessivamente distribuita (+928 milioni di kWh, pari a +1,1%) e la riduzione del prezzo medio (-0,46 centesimi di euro al kWh, pari a -10,7%). Quest'ultimo deriva dalla variazione della distribuzione dei

clienti tra il mercato vincolato (con una riduzione di 8.036 milioni di kWh, pari a -20,4%) e il mercato libero (con un incremento di 8.964 milioni di kWh, pari a +19,2%). Tale effetto è stato in parte assorbito dall'aumento della componente tariffaria riconosciuta a copertura del costo del combustibile e dall'applicazione, a partire dall'esercizio 2003, di una componente a copertura degli oneri relativi ai "certificati verdi";

- > per la bassa tensione i ricavi ammontano a 11.980 milioni di euro, con un aumento di 637 milioni di euro (+5,6%) rispetto al 2002. La crescita è legata all'aumento dell'energia trasportata (+1.539 milioni di kWh, pari a +191,9%) e all'incremento del ricavo unitario medio (+0,46 centesimi di euro, pari a +4,3%) che riflette l'andamento delle componenti tariffarie sopra descritte. I maggiori volumi riflettono la crescita dei consumi, che ha più che compensato l'effetto della cessione di importanti reti urbane effettuata negli ultimi mesi del 2002.

Le cessioni a rivenditori (vendite e trasporto) sono in crescita di 202 milioni di euro, passando da 755 milioni di euro (13.031 milioni di kWh) nel 2002 a 957 milioni di euro (15.396 milioni di kWh) nel 2003 per effetto principalmente di maggiori vendite alle aziende municipalizzate, in particolare quelle che hanno acquisito i rami ceduti da Enel Distribuzione.

Con riferimento al mercato libero, le vendite di Enel Energia ai clienti idonei finali e ad altri operatori registrano (incluse le regolarizzazioni infragruppo con Enel Trade) un calo di 1.352 milioni di euro, come sotto dettagliato.

Vendite di energia sul mercato libero

	Milioni di euro	Milioni di kWh	Milioni di euro	Milioni di kWh	Milioni di euro	Milioni di kWh
	2003		2002		2003-2002	
Vendite a clienti idonei finali	503	5.945	1.899	30.352	(1.396)	(24.407)
Vendite ad altri operatori	7	182	-	-	7	182
Partite infragruppo	510	6.127	1.899	30.352	(1.389)	(24.225)
	37	-	-	-	37	-
Totale	547	6.127	1.899	30.352	(1.352)	(24.225)

Considerando anche le vendite effettuate da Enel Trade ai clienti finali, pari a 4.609 milioni di kWh, l'insieme delle vendite del Gruppo ai clienti finali del mercato libero in Italia raggiunge, nel 2003, 10.736 milioni di kWh, in calo del 64,6% rispetto al 2002, per i fenomeni già descritti nell'analisi dei ricavi.

Il *marginale operativo lordo* si attesta nel 2003 a 3.354 milioni di euro, sostanzialmente in linea (+26 milioni di euro), con quello registrato nel 2002, pari a 3.328 milioni di euro.

In tale ambito si evidenziano i seguenti principali fenomeni:

- > diminuzione di 203 milioni di euro del margine da vendita e trasporto di energia di Enel Distribuzione, influenzato principalmente dall'andamento delle tariffe, dai minori volumi venduti a seguito dell'apertura del mercato e della cessione delle reti urbane, nonché da un mix di acquisti negli ultimi mesi dell'anno meno favorevole rispetto all'analogo periodo del 2002;
- > minori conguagli su vendite e trasporto di energia di esercizi precedenti pari a 54 milioni di euro;
- > decremento di 32 milioni di euro dei margini di Enel Energia in conseguenza principalmente dei minori volumi di attività;
- > crescita dei contributi per incrementi di potenza e nuovi allacci alla rete, pari a 37 milioni di euro;
- > conseguimento dei citati premi "qualità" di 147 milioni di euro, a fronte di un analogo premio pari a 4 milioni di euro nel 2002;
- > risparmi sui costi operativi conseguiti da Enel Distribuzione, pari a 143 milioni di euro, di cui 58 milioni di euro per il costo del lavoro, 40 milioni di euro per i servizi e 45 milioni di euro sui materiali.

Il *risultato operativo* registra una crescita, rispetto al 2002, di 119 milioni di euro (+5,8%) attestandosi a 2.181 milioni di euro. L'incremento rispetto alla variazione del margine operativo lordo è pari a 93 milioni di euro, di cui 63 milioni di euro per minori ammortamenti sulle reti di distribuzione, e la differenza essenzialmente per minori accantonamenti a fronte di vertenze e rischi di varia natura. La riduzione degli ammortamenti è anche conseguenza delle efficienze conseguite nell'attività d'investimento.

Gas

Nell'ambito delle divisioni Mercato, Infrastrutture e Reti, l'attività di distribuzione e vendita del gas naturale è svolta dalle seguenti principali società:

- > Enel Distribuzione Gas, Camuzzi Gazometri e GE.AD., titolari delle reti di distribuzione e delle relative concessioni per la loro gestione, rilasciate a livello locale;
- > Enel Gas, cui è demandata l'attività di vendita alla clientela finale, non soggetta a regime concessorio e completamente liberalizzata dal 1° gennaio 2003.

Le funzioni di approvvigionamento e di vendita a soggetti "distributori" sono in capo a Enel Trade che è parte della divisione Generazione ed Energy Management.

Nel corso del 2004, a completamento del processo di ristrutturazione societaria, Enel Distribuzione Gas, Camuzzi Gazometri e GE.AD. sono destinate a riunirsi in un'unica entità.

Il 24 giugno 2003 Enel ha siglato un accordo con British Gas in base al quale partecipa nella misura

del 50% al progetto per la costruzione e il successivo esercizio di un impianto di rigassificazione del gas naturale liquido ubicato a Brindisi. Il terminale avrà una capacità annua di 8 miliardi di metri cubi di gas e richiederà un investimento di 430 milioni di euro. I lavori hanno preso avvio all'inizio del 2004 e la messa in opera avverrà nel corso del 2007. Enel e British Gas si divideranno in parti uguali l'80% della capacità del terminale, mentre il restante 20% sarà soggetto all'accesso regolamentato da parte di terzi, secondo l'attuale normativa.

Nei dicembre 2003 è stato raggiunto l'accordo per l'acquisizione del Gruppo Sicilmetano, che serve circa 37.000 clienti in quattro Province siciliane. L'operazione è stata finalizzata nel gennaio 2004 e il corrispettivo pattuito è di 41 milioni di euro. A seguito di questa acquisizione Enel Gas consolida la sua posizione di secondo operatore nel mercato della vendita del gas in Italia (con una quota di circa l'11%), contando su circa 1.850.000 clienti e un volume annuo di vendite di circa 4,4 miliardi di metri cubi.

Il 2003 è stato caratterizzato da un'intensa attività sul piano della razionalizzazione dei processi interni conseguente all'integrazione delle molteplici realtà aziendali acquisite nel corso del 2001 e del 2002. Nel periodo sono state definite le proposte commerciali e di servizi per ogni segmento di clientela, supportate da un'intensa attività di comunicazione. Le campagne a mezzo stampa e reti televisive mirano all'affermazione del *brand* Enel Gas, identificativo di un operatore leader di mercato, in grado di rispondere con innovazione e sicurezza alle richieste della clientela.

Aspetti normativi

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas in Italia, avviato con il decreto legislativo n. 164 del 2000, ha raggiunto una scadenza importante: dal 1° gennaio 2003 il mercato finale risulta infatti totalmente liberalizzato. Tutti i clienti sono ora potenzialmente idonei e quindi liberi di scegliere il proprio fornitore. Esistono tuttavia ancora ostacoli organizzativi e normativi che pongono un freno a un'effettiva apertura del mercato.

Con riferimento all'anno termico 2003-2004 (1° ottobre 2003-30 settembre 2004), l'Autorità ha approvato le tariffe di rigassificazione e quelle di trasporto del gas, entrambe in calo rispetto all'anno precedente. La stessa ha inoltre approvato le regole per l'uso e l'accesso alla rete di trasporto gas predisposte da Snam Rete Gas. Viene data la possibilità agli operatori di scambiarsi o cedere il gas e la capacità di trasporto assegnata presso un unico punto 'virtuale' sulla rete nazionale dei gasdotti. Tale punto diventa la base su cui sarà possibile organizzare un mercato all'ingrosso del gas. L'Autorità ha definito le condizioni economiche di fornitura che i venditori sono obbligati a offrire dal 1° gennaio 2004 ai clienti finali (a esclusione dei grandi consumatori di gas) congiuntamente a proprie, eventuali, diverse offerte commerciali. Tali condizioni economiche troveranno applicazione fino alla definizione di un diverso accordo da parte del cliente con lo stesso o anche con altri venditori. Intento dell'Autorità è anche quello di offrire ai clienti un metro di confronto delle varie proposte commerciali. Il provvedimento ha avviato il processo di eliminazione dei sussidi incrociati i quali, allo scopo di favorire l'estensione del servizio gas su tutto il territorio nazionale, erano presenti nel regime tariffario passato.

L'Autorità ha inoltre definito una nuova disciplina in materia di assicurazione dei clienti finali civili del gas che prevede, dalla metà del 2005, la stipula di un contratto unico nazionale da parte del Comitato Italiano Gas con copertura finanziaria assicurata da una componente addizionale della tariffa di distribuzione.

Risultati economici I ricavi conseguiti nel 2003 dall'area gas ammontano a 1.374 milioni di euro, a fronte di 1.069 milioni di euro consuntivati nel 2002 con un perimetro operativo ridotto, in quanto i risultati del Gruppo Camuzzi erano consolidati a decorrere dal 1° luglio 2002. Tali ricavi includono, oltre alle vendite di gas per 1.254 milioni di euro (riferite a 4.445 milioni di metri cubi), il fatturato delle attività ambientali ancora in capo al Gruppo Camuzzi, pari a 69 milioni di euro, e 51 milioni di euro di ricavi diversi (contributi di allacciamento, rimborsi ecc.).

Considerando anche l'attività di Enel Trade, che nel corso del 2003 ha sviluppato vendite verso terzi pari a 2.329 milioni di metri cubi e ricavi per 486 milioni di euro, il complesso delle vendite di gas del Gruppo Enel raggiunge un volume di 6.774 milioni di metri cubi con ricavi pari a 1.740 milioni di euro.

Il *marginale operativo lordo* si attesta a 272 milioni di euro, in crescita di 139 milioni di euro rispetto a quello del 2002. Considerando che Enel Trade ha conseguito, con le attività di approvvigionamento e di vendita di gas naturale, un margine operativo lordo di 121 milioni di euro, il margine complessivo di competenza del Gruppo ammonta, nel 2003, a 393 milioni di euro.

Il *risultato operativo* (di pertinenza della divisione Mercato, Infrastrutture e Reti) si posiziona a 118 milioni di euro (rispetto ai 38 milioni di euro del 2002) scontando ammortamenti e accantonamenti per 154 milioni di euro (95 milioni di euro nel 2002). Gli ammortamenti, la cui crescita è attribuibile all'ampliamento del perimetro operativo, includono 45 milioni di euro relativi ad avviamenti.

Capitale investito netto Il *capitale investito netto*, pari a 11.360 milioni di euro al 31 dicembre 2003, è sostanzialmente in linea con quello di fine 2002 (11.612 milioni di euro).