

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh	2001		2000		2001-2000	
Olio combustibile pesante (S>0,5%)	38.603	28,1%	45.507	30,1%	(6.904)	-15,2%
Olio combustibile leggero (S<0,5%)	13.844	10,1%	17.125	11,3%	(3.281)	-19,2%
Totale olio combustibile	52.447	38,2%	62.632	41,4%	(10.185)	-16,3%
Gas naturale	48.919	35,7%	54.955	36,4%	(6.036)	-11,0%
Carbone	30.072	21,9%	25.672	17,0%	4.400	17,1%
Orimulsion e altri combustibili	5.822	4,2%	7.829	5,2%	(2.007)	-25,6%
TOTALE	137.260	100,0%	151.088	100,0%	(13.828)	-9,2%

Il mix dei combustibili consumati nel 2001 evidenzia uno spostamento a favore del carbone, la cui incidenza si porta al 21,9% del totale (rispetto al 17,0% del 2000) in quanto la riduzione della produzione termoelettrica ha riguardato gruppi generatori alimentati a olio combustibile e a gas. Il maggior impiego del carbone si è reso possibile per i rilevanti investimenti effettuati in opere di ambientalizzazione che consentono di ridurre a livelli minimi le emissioni nell'atmosfera.

Risultati economici**Risultati economici area produzione**

Milioni di euro	2001	2000	2001-2000	
Ricavi	11.837	11.530	307	2,7%
Costi operativi	7.820	7.559	261	3,5%
<i>Margine operativo lordo</i>	<i>4.017</i>	<i>3.971</i>	<i>46</i>	<i>1,2%</i>
Ammortamenti e accantonamenti	1.502	1.617	(115)	-7,1%
Risultato operativo ante amm.to differenze di consolidamento	2.515	2.354	161	6,8%
Ammortamento differ. di consolid.	6	-	6	-
Risultato operativo	2.509	2.354	155	6,6%

I ricavi crescono nel 2001 di 307 milioni di euro (+2,7%) per l'effetto netto di molteplici fattori. Quelli che ne hanno determinato un incremento sono principalmente i seguenti:

- la definizione dal 2001 di un prezzo di cessione unico, indipendente dalla fonte di produzione, che considera anche la quota a copertura dei costi variabili di produzione, in precedenza erogata dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico per la sola energia di produzione termoelettrica. I maggiori ricavi che ora derivano dalla vendita di energia idroelettrica e geotermica, prodotta da impianti che non rientrano nel perimetro del provvedimento CIP n. 6/92, sono in parte oggetto di restituzione attraverso i maggiori oneri di accesso alla rete di trasmissione (restituzione della cosiddetta "rendita idroelettrica"), concorrendo a determinare il notevole incremento dei costi operativi;
- l'incremento unitario, rispetto al 2000, della componente del prezzo di vendita dell'energia destinata a remunerare i costi variabili di produzione, passato da una media di 4,0 centesimi di euro per kWh nel 2000 a 4,5 centesimi di euro nel 2001 (+12,5%) in funzione del diverso andamento dei prezzi di riferimento dei combustibili nei due esercizi;
- la rilevazione nel 2001 di 314 milioni di euro in contributi pregressi sulla produzione da impianti incentivati ex provvedimento CIP n. 6/92 ;
- la proventizzazione degli accantonamenti effettuati nell'esercizio 2000, per un totale di 117 milioni di euro, a fronte della stima di oneri per *stranded cost* e il cui presupposto è venuto meno nel 2001 con l'emanazione delle specifiche normative.

Per contro, i seguenti elementi hanno in parte ridotto l'incremento indotto dai fattori sopra descritti:

- la riduzione del 7,4% della produzione netta realizzata dal Gruppo in Italia;
- la riduzione di circa 0,52 centesimi di euro al kWh operata dall'Autorità, a decorrere dal 2001, sulla componente del prezzo dell'energia destinata alla remunerazione dei costi fissi di produzione;
- le citate cessioni di Elettrogen e degli impianti situati in Valle d'Aosta.

I **costi operativi** registrano una crescita complessiva di 261 milioni di euro quale risultato netto dei seguenti principali fattori:

- 638 milioni di euro in maggiori oneri di accesso alla rete di trasmissione, corrisposti nel 2001 a titolo di parziale retrocessione della "rendita idroelettrica";
- ampliamento del perimetro di consolidamento alle società americane CHI Energy ed EGI, i cui costi operativi sono pari a 36 milioni di euro;
- cessione di Elettrogen, con un impatto in termini di minori costi pari a circa 180 milioni di euro;
- minori costi pari a circa 250 milioni di euro per consumi di combustibili, determinati a perimetro omogeneo. La riduzione rispetto all'esercizio precedente, sempre su base omogenea, è del 5%, a fronte di un calo della produzione termica del 7% circa. La differenza deriva dal maggior costo unitario medio del combustibile consumato che risente dell'apprezzamento del dollaro USA e dei prezzi più elevati del carbone.

Il **marginale operativo lordo** si attesta a 4.017 milioni di euro, in crescita di 46 milioni di euro (+1,2%) rispetto al 2000 per l'effetto combinato dei seguenti principali elementi:

- rilevazione nel 2001 di 431 milioni di euro in proventi non ricorrenti;
- perdita del margine di Elettrogen per 108 milioni di euro (pari al margine dalla stessa conseguito nell'ultimo trimestre del 2000), per effetto della cessione avvenuta in settembre;
- impatto negativo indotto dalla riduzione tariffaria e dai minori volumi prodotti, al netto dei vantaggi derivanti dalla gestione del combustibile (mix più favorevole e aumento medio unitario della quota ricevuta a rimborso) e della porzione di "rendita idroelettrica" trattenuta. Il complesso di tali fattori ha inciso negativamente sul margine per circa 280 milioni di euro.

Il **risultato operativo** migliora di 155 milioni di euro (+6,6%) passando da 2.354 milioni di euro nel 2000 a 2.509 milioni di euro. Il maggior vantaggio di 109 milioni di euro rispetto all'andamento del margine operativo lordo è imputabile quasi per intero all'accantonamento per *stranded cost* di 117 milioni di euro rilevato nel 2000.

Investimenti e impianti

Dettaglio investimenti

Milioni di euro	2001	2000	2001-2000	
Impianti termoelettrici	549	379	170	44,9%
Impianti idroelettrici	136	126	10	7,9%
Impianti geotermici	80	58	22	37,9%
Impianti con fonti alternative	63	7	56	
TOTALE	828	570	258	45,3%

La crescita considerevole degli investimenti è legata all'avvio dei lavori di trasformazione di parte degli impianti termoelettrici in cicli combinati a turbogas,

nonché alla realizzazione di centrali eoliche e a biomasse negli Stati Uniti da parte della CHI Energy.

Le trasformazioni a ciclo combinato hanno interessato in via principale le centrali di La Casella, Porto Corsini, Priolo Gargallo e Pietrafitta possedute da Enel Produzione nonché quelle di Sermide e Chivasso di Eurogen.

Potenza efficiente netta del parco generazione

MW	al 31.12.2001	al 31.12.2000	2001-2000	
Termoelettrici	34.327	38.838	(4.511)	-11,6%
Idroelettrici	15.422	17.145	(1.723)	-10,0%
Geotermici	540	595	(55)	-9,2%
Eolici e fotovoltaici	159	31	128	
TOTALE	50.448	56.609	(6.161)	-10,9%

La riduzione della potenza efficiente netta complessiva, pari a 6.161 MW, risulta da un decremento di 6.377 MW degli impianti italiani e da una crescita in America di 216 MW.

Il primo consegue in massima parte alla cessione di Elettrogen e degli impianti idroelettrici ubicati in Valle d'Aosta, mentre la seconda riflette l'acquisizione della EGI e gli investimenti della CHI Energy sopra indicati.

Potenza efficiente netta ripartita per società

MW	Enel Produzione	Eurogen	Interpower	Enel Green Power	CHI Energy	EGI	al 31.12.2001
Termoelettrici	25.537	6.242	2.548	-	-	-	34.327
Idroelettrici	12.851	766	63	1.381	241	120	15.422
Geotermici	-	-	-	540	-	-	540
Eolici e fotovoltaici	-	-	-	43	92	24	159
TOTALE	38.388	7.008	2.611	1.964	333	144	50.448

A fine 2001 il Gruppo Enel dispone di una potenza efficiente netta installata in Italia per 49.971 MW e nel continente americano per 477 MW.

TRADING DEI COMBUSTIBILI

Ancorché i risultati dell'attività di *trading* dei combustibili siano inclusi, ai fini di mantenere la continuità con le informazioni fornite nel corso dell'anno, nel settore "Altre attività", la gestione dei combustibili è parte integrante del settore energetico, operando anche al servizio della produzione e della vendita del gas per realizzare maggiori efficienze operative.

La gestione unitaria degli acquisti di combustibili per le necessità del Gruppo, con l'obiettivo di sfruttare le economie di scala derivanti dalla centralizzazione, è affidata a Enel.FTL che opera anche per terzi nel *trading* dei prodotti energetici sui mercati nazionali e internazionali, oltre a offrire servizi di *shipping* e logistica. In Enel.FTL sono state concentrate l'esperienza e il *know-how* maturati da Enel in decenni di operatività come uno dei più grandi acquirenti di combustibile sul mercato mondiale, con un volume annuo di acquisti pari a oltre 30 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio. La società gestisce inoltre, attraverso opportuni strumenti derivati, il rischio cui è sottoposto il Gruppo Enel per effetto delle oscillazioni dei prezzi dei combustibili, nell'ambito delle politiche di Gruppo volte alla copertura delle varie esposizioni ai rischi prezzo e valuta sulle *commodity* trattate.

Acquisizioni e alleanze

Nell'aprile 2001 Enel.FTL ha siglato un accordo con altri operatori del settore del carbone per l'avvio operativo della Global Coal Ltd., società costituita per sviluppare attività di *e-commerce* sul mercato internazionale del carbone. Global Coal, di cui Enel.FTL detiene il 5,5% del capitale, consente di effettuare transazioni *on line* tramite il proprio portale, ponendosi l'obiettivo di divenire il *marketplace* di riferimento del settore a livello internazionale.

Al fine di rafforzare la propria presenza sui mercati del carbone, nel giugno del 2001 Enel.FTL ha acquisito il controllo della Pragma Energy SA (ex Masefield Coal), operatore di consolidata esperienza internazionale nel settore, con un fatturato annuo di circa 150 milioni di euro. Detta società a sua volta controlla al 100% la società di servizi inglese Pragma Energy Services Ltd. e detiene l'usufrutto del 60% delle azioni della società colombiana Carbones Colombianos del Cerrejon SA, concessionaria di una miniera di carbone, realizzando così per il Gruppo una integrazione gestionale a vantaggio della sicurezza ed economicità dei rifornimenti.

Nel campo del gas, è stata firmata una lettera di intese con la spagnola Gas Natural Trading che prevede la cooperazione tra le due società per analizzare nuove opportunità di business in questo settore, con particolare riferimento all'approvvigionamento, alla logistica e al *trading* del Gas Naturale Liquefatto.

Nel campo dei combustibili liquidi è stato firmato con la Maxcom Petroli, società del Gruppo Fintermica, un accordo, operativo dal 2002, per la commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato italiano.

Nel corso dell'esercizio è stato, infine, rinegoziato il contratto di approvvigionamento di gas nigeriano che produrrà risparmi nell'ordine di 18 milioni di euro annui fino al 2004.

Andamento della gestione

Dopo l'avvio della società avvenuto nel giugno 2000, il 2001 rappresenta il primo esercizio con attività a regime. Le operazioni hanno riguardato sia acquisti e cessioni dirette, sia la gestione dei contratti di approvvigionamento di combustibile precedentemente sottoscritti dalla Capogruppo e a essa ancora intestati, in attesa del loro trasferimento in capo a Enel.FTL.

La gestione economica dell'esercizio ha prodotto ricavi per 3.495 milioni di euro, di cui 2.739 milioni di euro verso società del Gruppo Enel e 756 milioni di eu-

ro verso clienti terzi. I volumi somministrati alle società del Gruppo sono ammontati a 29,3 milioni di tonnellate equivalenti petrolio (TEP). I volumi intermediati sui terzi sono stati pari a circa 2,4 milioni di tonnellate di combustibili liquidi, 1,8 milioni di tonnellate di carbone, 1,9 milioni di tonnellate per servizi di *shipping* e 817 milioni di metri cubi di gas. La maggior parte delle vendite a terzi è stata effettuata sui mercati internazionali.

I costi operativi sono stati pari a 3.429 milioni di euro, quasi interamente assorbiti dagli acquisti di combustibili. Il margine operativo lordo, di conseguenza, è risultato pari a 66 milioni di euro e il risultato operativo si è attestato a 63 milioni di euro.

L'attività verso terzi ha generato un margine operativo lordo di circa 30 milioni di euro.

L'esercizio precedente, rappresentativo dei soli primi sette mesi di attività, aveva evidenziato ricavi per 1.454 milioni di euro e un margine operativo lordo di 27 milioni di euro.

TRASMISSIONE

Terna è proprietaria della rete di trasmissione nazionale ed è responsabile all'interno del Gruppo delle attività di esercizio, manutenzione e sviluppo della stessa sulla base delle indicazioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale. Quest'ultimo, interamente controllato dal Ministero del Tesoro, è responsabile delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia, nonché della gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Le attività di competenza del Gestore della Rete e di Terna saranno regolamentate mediante una convenzione operativa da stipulare tra le parti, sulla base della convenzione tipo prevista dal Decreto del Ministro dell'Industria emanato in data 22 dicembre 2000.

Per l'esercizio 2001 il Gestore della Rete ha riconosciuto a Terna corrispettivi basati sul valore di specifici parametri, definiti con Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas n. 304/01 del 2001.

Il Gruppo, nell'ambito della propria strategia internazionale, ha avviato nel corso del 2001 la costruzione di una linea di trasmissione ad altissima tensione della lunghezza di circa 1.100 km in Brasile, che sarà gestita in concessione per 30 anni da TSN, impresa controllata da Enelpower. L'investimento complessivo è previsto in circa 310 milioni di euro e l'attività costruttiva è curata da Enelpower do Brasil, anch'essa controllata da Enelpower. Il 7 marzo 2002 la stessa Enelpower ha siglato un accordo per la costruzione e la successiva gestione tramite concessione trentennale di un altro tratto di linea lungo circa 1.300 km, che collegherà il Nord al Sud del Brasile. Il progetto, del valore complessivo di circa 400 milioni di euro, sarà finanziato per il 70% tramite un *project financing* curato da un istituto di credito locale.

L'esercizio 2001 è stato caratterizzato dal consolidamento dell'attività nel campo della manutenzione e realizzazione degli impianti di alta tensione. Sono state inoltre sviluppate nuove opportunità in settori non regolamentati, offrendo servizi specialistici sia nell'ambito del Gruppo, sia a clienti terzi. Dal 2001 Terna ha assunto l'esercizio e la manutenzione di tutta la rete ad alta tensione di proprietà di Enel Distribuzione, dopo averne acquisito il relativo ramo di attività.

Milioni di euro	2001	2000	2001-2000	
Ricavi	793	771	22	2,9%
Costi operativi	313	299	14	4,7%
Margine operativo lordo	480	472	8	1,7%
Ammortamenti e accantonamenti	251	234	17	7,3%
Risultato operativo	229	237	(8)	-3,4%
Capitale investito netto	3.330	3.212	118	3,7%

I ricavi registrano un aumento di 22 milioni di euro dovuto principalmente al contributo delle attività diversificate, visto che il corrispettivo per l'utilizzo della rete di trasmissione nazionale si è mantenuto costante a 709 milioni di euro. I costi operativi crescono di 14 milioni di euro, anch'essi in funzione dell'ampliamento del perimetro operativo, beneficiando comunque dei risparmi conseguiti a seguito della razionalizzazione, che ha determinato in particolare un minor onere per consumi di materiali pari a 7 milioni di euro.

Il margine operativo lordo si attesta a 480 milioni di euro, in crescita di circa il 2%. Gli ammortamenti e accantonamenti si incrementano di 17 milioni di euro essenzialmente per i nuovi impianti entrati in esercizio nel 2001 (tra i quali una parte delle opere relative alla linea di interconnessione Italia-Grecia) e a seguito di maggiori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri futuri. Di conseguenza il risultato operativo è in leggera flessione, passando da 237 milioni di euro nel 2000 a 229 milioni di euro nel corrente esercizio.

Investimenti e impianti

Nell'esercizio 2001 gli investimenti del Gruppo in linee di trasporto e stazioni di trasformazione sono pari nel complesso a 258 milioni di euro, di cui 168 milioni di euro in Italia e i restanti 90 milioni di euro relativi all'iniziativa in Brasile. Nel 2000 gli investimenti, tutti realizzati in Italia, erano di 190 milioni di euro.

La riduzione degli investimenti in Italia consegue all'ultimazione di alcune iniziative particolarmente rilevanti, tra cui il collegamento in corrente continua tra Italia e Grecia e il nuovo sistema di controllo e teleconduzione integrato SCTI. Con riguardo alla prima, che ha comportato una spesa complessiva di 339 milioni di euro, finanziata per il 40% dall'Unione Europea, nel mese di dicembre 2001 si è dato avvio alla messa in esercizio provvisorio.

Consistenza degli impianti Terna

	n.	km	n.	km
	al 31.12.2001		al 31.12.2000	
Stazioni	268	-	261	-
Trasformatori	550	-	548	-
Stalli	3.649	-	3.588	-
Linee	-	33.580	-	33.626
Terne	1.786	37.218	1.755	37.216

L'incremento delle stazioni riflette la crescita dei punti di consegna a clienti del mercato libero e degli allacciamenti a terzi produttori, mentre la crescita delle terne rappresenta il differenziale tra la realizzazione di nuovi collegamenti e la dismissione di tratte non più utilizzabili.

Sugli elettrodotti di Terna si snoda inoltre per 9.160 km la rete di telecomunicazione a fibra ottica di proprietà di Enel.it utilizzata da WIND, la cui manutenzione è affidata alla stessa Terna.

DISTRIBUZIONE E VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA

L'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica sul mercato vincolato in Italia è svolta da Enel Distribuzione e Deval, mentre la vendita sul mercato libero è svolta da Enel Trade. Deval ha ricevuto il 1° giugno 2001 il conferimento del ramo di attività di distribuzione e vendita di energia elettrica sul mercato vincolato nell'ambito territoriale della Valle d'Aosta. Lo stesso ramo era stato assegnato per scissione nel corso dell'esercizio 2000 da Enel Distribuzione a Valdis. Al capitale di Deval partecipa per il 49% la finanziaria regionale FinAosta.

Modifiche al perimetro operativo

Il 2001 ha visto l'uscita dal perimetro operativo di Enel Distribuzione dei rami aziendali inerenti alle attività di distribuzione e vendita dell'energia elettrica nelle aree urbane di Roma e Torino, in attuazione del disposto del Decreto Bersani in materia di razionalizzazione nella gestione delle reti.

La prima cessione, relativa ai Comuni di Roma e Formello, è divenuta efficace il 1° luglio 2001 e ha comportato il passaggio ad ACEA di circa 710.000 clienti con una richiesta annua di energia di circa 4.300 milioni di kWh. Il corrispettivo della vendita è stato pari a 568 milioni di euro.

La cessione della rete di Torino è stata finalizzata il 31 dicembre 2001 per un controvalore di 248 milioni di euro. Il ramo ceduto ad AEM Torino comprende circa 293.000 clienti per una richiesta annua di energia di circa 1.700 milioni di kWh. Sempre nel 2001 si sono conclusi accordi per la cessione delle attività di Enel Distribuzione in 18 Comuni minori e per analoghe acquisizioni in altri 39 Comuni, sempre di limitate dimensioni.

Con riguardo alle altre aree urbane di rilievo, la procedura arbitrale per la valutazione del ramo relativo a Milano si è conclusa il 31 marzo 2001 con una relazione di maggioranza del Collegio Arbitrale che ha indicato un valore pari a 423,5 milioni di euro e una relazione di minoranza che ha indicato un valore compreso tra 516 e 671 milioni di euro. Enel ha impugnato il provvedimento del Collegio in sede giudiziale presso il Tribunale di Milano ritenendo erroneo e manifestamente iniquo il valore attribuito al ramo d'azienda e chiedendo di procedere alla sua rideterminazione. Il contenzioso è tutt'ora in corso. In ogni caso Enel ed AEM Milano, nell'intento di evitare un contenzioso lungo e oneroso, hanno comunque avviato trattative per concordare termini e condizioni di un accordo stragiudiziale.

Sono tutt'ora in corso le procedure di arbitrato per la cessione ad AGSM Verona delle attività localizzate nello stesso Comune e in quello di Grezzana, così come in numerosi altri Comuni di dimensioni minori.

Enel ha avviato da oltre un anno contatti formali con le Province di Trento e Bolzano per la cessione delle reti elettriche di distribuzione site nel loro territorio in ottemperanza alle disposizioni del DPR 235/77 che prevede, secondo termini e condizioni oggetto di ampio dibattito tra le parti, la cessione delle reti elettriche di Enel Distribuzione site nel territorio di relativa competenza.

Il Decreto presenta oggettive e significative lacune interpretative, connesse sia al valore sia al perimetro delle attività da cedere, che costituiscono per le istituzioni locali un forte limite al raggiungimento di una soluzione transattiva, più volte proposta da Enel.

In particolare per quanto riguarda la cessione della rete alla Provincia di Bolzano le trattative sono state fino a oggi subordinate alla definizione del progetto di acquisto, da parte della Provincia stessa, delle centrali idroelettriche di Enel Produzione site nello stesso territorio.

Diversamente, in parallelo e con analogo progetto di acquisto delle centrali idroelettriche di Enel Produzione site nel proprio territorio, la Provincia di Trento ha già emanato nel corso del 2001 alcuni provvedimenti normativi finalizzati all'avvio delle attività di distribuzione di energia elettrica. Dopo lunghe trattative nel corso di tutto il 2001 e nonostante numerose proposte for-

mali da parte di Enel, la Provincia non ha ancora superato i problemi formali derivanti dal vuoto normativo, per concordare con Enel termini e condizioni per avviare il trasferimento delle reti. In entrambi i casi Enel ha comunque formalmente rappresentato in numerose occasioni la necessità di avviare il trasferimento degli impianti.

Andamento della gestione - mercato vincolato

Milioni di euro	2001	2000	2001-2000	
Ricavi	19.673	12.648	7.025	55,5%
Costi operativi	16.607	9.415	7.192	76,4%
Margine operativo lordo	3.066	3.233	(167)	-5,2%
Ammortamenti e accantonamenti	1.630	1.809	(179)	-9,9%
Risultato operativo	1.436	1.424	12	0,9%
Capitale investito netto	9.192	7.406	1.786	24,1%

I risultati sopra esposti si riferiscono a Enel Distribuzione nonché a Valdis e Deval per i rispettivi periodi di attività.

Il notevole incremento dei ricavi e dei costi operativi deriva essenzialmente dalla nuova regolamentazione tariffaria del settore, già descritta in precedenza, in base alla quale dal 1° gennaio 2001 i prezzi di acquisto dell'energia e le tariffe di vendita alla clientela vincolata inglobano anche la quota di copertura del costo dei combustibili, prima corrisposta dalla Cassa Conguaglio alle imprese di generazione. In precedenza, quindi, la corrispondente quota di prezzo pagata dai clienti del mercato vincolato non transitava nel conto economico di Enel Distribuzione, costituendo soltanto una voce di debito verso la Cassa Conguaglio.

Al fine di operare un confronto omogeneo tra i ricavi da vendita di energia dei due esercizi, nella tabella che segue è stata isolata, per il 2001, la componente tariffaria destinata alla remunerazione del costo variabile di produzione, che costituisce l'elemento di disomogeneità rispetto al sistema precedente.

Vendite di energia elettrica sul mercato vincolato							
	Milioni di euro	Milioni di kWh	c€/kWh	Milioni di euro	Milioni di kWh	c€/kWh	Milioni di kWh
	2001				2000		2001-2000
Alta tensione	405	20.229	2,00	530	27.206	1,95	-25,6%
Media tensione	1.909	53.989	3,54	2.853	70.612	4,04	-23,5%
Bassa tensione	7.187	104.830	6,86	8.123	103.249	7,87	1,5%
	9.501	179.048	5,31	11.506	201.067	5,72	-11,0%
Quota costi variabili	8.869						
TOTALE	18.370	179.048		11.506	201.067		

Nel 2001 è proseguita la migrazione dei clienti idonei dal mercato vincolato a quello libero. Di conseguenza le quantità vendute dal Gruppo Enel ai clienti vincolati sono diminuite di 22.019 milioni di kWh (-11,0%).

Il Gruppo Enel rimane comunque il principale protagonista del mercato libero, con Enel Trade leader nelle vendite con una quota di mercato del 37% ed Enel Distribuzione, sulla cui rete sono stati vettoriati nell'anno 77,2 miliardi di kWh destinati alla clientela idonea (in crescita di 32 miliardi di kWh rispetto al 2000). I servizi di vettoriamento forniti al mercato libero si affiancano quindi alle tradizionali vendite di energia come elemento caratteristico dell'operatività di

Enel Distribuzione, consentendo alla società di valorizzare appieno le proprie competenze e infrastrutture.

I **ricavi da vendite di energia** conseguiti nel 2001 da Enel Distribuzione e da Valdis e Deval (che operano esclusivamente in Valle d'Aosta) sono pari a 18.370 milioni di euro. Di questi, 8.869 milioni di euro rappresentano la nuova componente destinata alla copertura dei costi variabili di produzione e 9.501 milioni di euro la quota omogenea con i ricavi del 2000. Assumendo nel confronto solo quest'ultima componente, il calo dei ricavi è pari al 17,4% a fronte di una riduzione delle quantità vendute dell'11,0%.

Il ricavo unitario medio è diminuito nel complesso del 7,2%, passando da 5,72 centesimi di euro nel 2000 a 5,31 centesimi di euro nel 2001. Il decremento è dovuto al calo delle tariffe conseguente all'introduzione del *price cap* (-1,9%) e alla riduzione di circa 0,52 centesimi di euro al kWh della quota di remunerazione dei costi fissi di produzione, parzialmente compensati dallo spostamento del mix delle vendite verso la bassa tensione (che presenta ricavi unitari più elevati), nonché dall'applicazione del meccanismo della "gradualità", attraverso il quale l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha disposto la transizione verso il nuovo sistema tariffario.

L'analisi delle quantità vendute per livelli di tensione evidenzia un calo delle vendite in alta tensione (-25,6%) e di quelle in media tensione (-23,5%) per effetto dell'apertura del mercato. Le vendite in bassa tensione crescono invece dell'1,5%.

Il calo dei ricavi, considerati sempre al netto della quota destinata alla copertura dei costi variabili di produzione, ha riguardato tutti i comparti, anche se in misura diversa tra loro:

- i ricavi in alta tensione sono inferiori del 23,6% rispetto a quelli del 2000, per effetto della citata contrazione dei volumi venduti (-25,6%), parzialmente compensati da un lieve incremento del prezzo medio unitario (+2,6%) sul quale ha influito l'applicazione della componente di "gradualità";
- i ricavi in media tensione registrano una riduzione del 33,1%, determinata sia dalla riduzione dei volumi di vendita (-23,5%), sia dalla diminuzione del prezzo medio unitario (-12,4%). Quest'ultimo ha risentito anche dell'applicazione delle nuove opzioni tariffarie e della variazione del mix dei clienti derivante dall'apertura del mercato e dalla cessione di alcune reti urbane;
- i ricavi in bassa tensione, pur in presenza di una crescita dei volumi di vendita dell'1,5%, mostrano una diminuzione dell'11,5%, dovuta alla riduzione del prezzo medio unitario (-12,8%) in linea con quello della media tensione.

Gli **altri ricavi**, rappresentati dai corrispettivi per il vettoriamento di energia, dai contributi di allacciamento, nonché dai rimborsi per danni arrecati a impianti, vendite di materiali vari, quote di contributi in conto impianti ecc., si incrementano di 161 milioni di euro, passando da 1.142 milioni di euro del 2000 a 1.303 milioni di euro nel 2001. La variazione è determinata da maggiori ricavi per vettoriamenti di 251 milioni di euro, compensati in parte da minori contributi di allacciamento pari a 41 milioni di euro, minori riaddebiti a clienti per 33 milioni di euro e minori proventi di varia natura pari a 16 milioni di euro. I primi sono conseguenti alla minore richiesta di nuova potenza mentre la riduzione dei riaddebiti deriva dall'applicazione delle nuove condizioni di addebito ai clienti delle spese di esazione, previste dalla Delibera dell'Autorità n. 202/99.

I **costi operativi** presentano un incremento di 7.192 milioni di euro. I maggiori costi per l'acquisto di energia indotti dalle già citate modifiche del sistema tariffario, al netto dei minori esborsi per la riduzione delle quantità acquistate e dei relativi minori oneri di vettoriamento, sono pari a 7.197 milioni di euro. Le altre voci di costo, sostanzialmente invariate, registrano una riduzione del costo del lavoro di 104 milioni di euro (-5,1%) dovuta principalmente alla ridu-

zione dell'organico, pressoché bilanciata dalla crescita dei servizi da società del Gruppo pari a circa 50 milioni di euro, dal contributo di 20 milioni di euro dovuto per il funzionamento del sistema di premi e penali sulla continuità del servizio elettrico e da oneri e sopravvenienze diverse per la differenza.

Il **marginale operativo lordo** passa da 3.233 milioni di euro nel 2000 a 3.066 milioni di euro, in calo di 167 milioni di euro (-5,2%), di cui 90 milioni di euro imputabili alla riduzione dei ricavi diversi dalla vendita di energia e dai vettoramenti, e la differenza all'impatto dell'apertura del mercato, in termini di calo dei volumi e di riduzione delle tariffe, al netto dei maggiori ricavi per vettoramenti di energia sul mercato libero.

Il **risultato operativo** migliora di 12 milioni di euro (+0,9%) beneficiando di minori ammortamenti e accantonamenti per 179 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti riflette principalmente la riduzione della spesa per investimenti attuata a partire dal 1997 a seguito del contenimento dei costi dei materiali e all'aumento dell'efficienza costruttiva.

Andamento della gestione - mercato libero

Nel 2001 è proseguita la crescita del mercato libero dell'energia, in particolare per la costituzione di consorzi di consumatori che hanno continuato a formarsi per beneficiare di migliori condizioni economiche. A fine 2001 i siti registrati come "idonei" presso l'Autorità erano pari a 9.375, di cui 7.915 quelli appartenenti a consorzi, per un mercato potenziale di circa 104 miliardi di kWh.

Nel corso del 2000, l'Autorità ha emanato alcuni provvedimenti che hanno profondamente innovato l'assetto del mercato elettrico italiano, attribuendo, da gennaio 2001 in maniera diversa dal passato, alcune fonti di energia al mercato libero e al mercato vincolato. La Delibera 223 del dicembre 2000 ha imposto l'immissione sul mercato libero dell'energia cosiddetta "CIP 6", da assegnare mediante aste competitive bandite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

Inoltre, lo scenario dell'attribuzione dell'energia di provenienza estera, che formalmente prevedeva già dallo scorso anno l'assegnazione di capacità mediante il meccanismo dell'asta competitiva, si è evoluto nel 2001 verso un'assegnazione *pro quota* della capacità di importazione a tutti i richiedenti, introducendo un limite massimo per operatore e la possibilità di una successiva compravendita fra operatori e clienti del mercato libero di bande di capacità prefissata.

La dimensione del mercato libero effettivo nel 2001, al netto degli autoconsumi, si è attestata a circa 74 miliardi di kWh.

In questo contesto Enel Trade ha fornito energia a 3.329 siti, di cui 2.364 appartenenti a consorzi, per un volume complessivo di vendita pari a 26.909 milioni di kWh, riuscendo così a mantenere la leadership sul proprio mercato, con una quota di circa il 37% del mercato effettivo (risulterebbe pari al 30% circa al lordo degli autoconsumi). Enel Trade ha servito, oltre ai tradizionali segmenti di clientela in alta e in media tensione, anche i primi clienti idonei con impianti in bassa tensione.

Nell'ultima parte del 2001 Enel Trade ha avviato l'attività di *trading* internazionale. Nel mese di settembre la società ha acquistato capacità sul mercato francese utilizzabile per operazioni di *import* o di rivendita all'estero. È stata dunque avviata l'attività di *trading* con operatori del mercato francese, predisponendo nel contempo l'insieme degli strumenti necessari per la presenza operativa dal 2002 sulle Borse di Francoforte e di Parigi.

Come indicato nell'apposita sezione, già dai primi mesi del 2001 Enel Trade ha esordito sul mercato libero del gas, avviando le vendite ai clienti idonei, ampliando così la propria proposta commerciale attraverso la strutturazione di of-

ferite integrate, sia attraverso gli *Account Manager*, sia tramite web con tecniche di e-commerce.

Risultati economici - mercato libero

Milioni di euro	al 31.12.2001	al 31.12.2000	2001-2000	
Ricavi	1.956	1.255	701	55,9%
Costi operativi	1.897	1.189	708	59,5%
Margine operativo lordo	59	66	(7)	-10,0%
Ammortamenti e accantonamenti	2	2	-	-
Risultato operativo	57	64	(7)	-11,0%

Vendite di energia elettrica - mercato libero

	Milioni di euro	Milioni di kWh 2001	c€/kWh	Milioni di euro	Milioni di kWh 2000	c€/kWh	Milioni di kWh 2001-2000
Alta tensione	1.071	16.692	6,42	880	16.106	5,46	3,6%
Media tensione	869	10.141	8,57	372	4.860	7,65	108,7%
Bassa tensione	7	76	9,83	-	-	-	-
TOTALE	1.947	26.909	7,24	1.252	20.966	5,97	28,3%

Le quantità vendute sono cresciute nel complesso di 5.943 milioni di kWh (+28,3%), quasi totalmente concentrati sulla media tensione per l'ingresso nel mercato libero di numerosi clienti riuniti in consorzi. La dinamica più contenuta delle vendite in alta tensione consegue anche alla scelta di molti utilizzatori di effettuare acquisti diretti tramite le aste indette dal Gestore della Rete.

I ricavi da vendite di energia (che costituiscono la quasi totalità dei proventi di Enel Trade nel settore elettrico) evidenziano un incremento di 695 milioni di euro (+55,5%) indotto dalle maggiori quantità vendute, dalla crescita dei ricavi unitari (+21,3% in media) e da una più alta proporzione di vendite in media tensione caratterizzata da prezzi superiori. L'aumento dei prezzi di vendita ha risentito della crescita dei parametri legati ai costi variabili di produzione.

L'aumento dei costi operativi, rappresentati essenzialmente dagli acquisti di energia e dai vettoriamenti passivi, è pari a 708 milioni di euro (+59,5%).

Il margine operativo lordo, pari a 59 milioni di euro, è sostanzialmente allineato con quello registrato nel 2000 (66 milioni di euro). La crescita dei volumi non ha determinato una crescita dei margini per effetto principalmente della maggiore pressione competitiva sul lato dei prezzi di vendita.

Anche il risultato operativo evidenzia la stessa dinamica, passando da 64 milioni di euro nel 2000 a 57 milioni di euro.

L'Autorità Antitrust ha avviato nel mese di marzo 2002 un'istruttoria su un presunto comportamento abusivo di Enel SpA ed Enel Trade SpA in quanto alcune clausole contrattuali proposte da quest'ultima società ai propri clienti appaiono idonee a violare le disposizioni in materia di tutela della concorrenza. Il procedimento si dovrà chiudere entro il 15 febbraio 2003.

Reti di distribuzione e investimenti

Nel corso del 2001 Enel Distribuzione ha attuato una decisa strategia di intervento sulle reti di distribuzione finalizzata al miglioramento della qualità secondo gli indirizzi dell'Autorità, il cui obiettivo è quello di avvicinare progressivamente il servizio di distribuzione elettrica del nostro Paese ai migliori standard europei, riducendo nel contempo il divario qualitativo tra le diverse aree geografiche. Allo scopo di incentivare una crescita qualitativa che superi i target fissati, l'Autorità ha stabilito inoltre un sistema di premi e penali a carico delle aziende, sulla base dei risultati conseguiti in ciascun anno.

L'indicatore assunto per misurare la qualità del servizio elettrico è la durata cumulata media delle interruzioni per cliente in bassa tensione, ovvero il tempo complessivo di "disalimentazione" dei normali clienti italiani, calcolato per ciascuna area territoriale (definita in base alla concentrazione di clientela in tre tipologie: alta, media e bassa concentrazione), in ognuna delle circa 100 Province italiane.

In conformità alle richieste dell'Autorità, nel corso del 2001, Enel Distribuzione ha lavorato intensamente, sia per adeguare i propri sistemi di rilevazione dati alle nuove prescrizioni, migliorandone l'accuratezza e la qualità, sia per mettersi in condizione di conseguire risultati di continuità del servizio in linea con gli standard stabiliti.

L'intero programma operativo di interventi sulla rete di alta, media e bassa tensione, avviato nel 2000, è stato pianificato su un orizzonte pluriennale e tiene conto della situazione attuale del servizio elettrico abbastanza differenziata, con le Regioni del Nord che, nel complesso, presentano una buona qualità rispetto alle Regioni del Sud, con un livello di servizio inferiore. In base a ciò sono state adeguate le risorse finanziarie previsionali per il prossimo quinquennio, specificamente dedicate agli investimenti sulla continuità del servizio.

Investimenti in reti di distribuzione di energia elettrica

Milioni di euro	2001	2000	2001-2000	
Alta tensione	184	210	(26)	-12,4%
Media tensione	692	645	47	7,3%
Bassa tensione	463	503	(40)	-8,0%
TOTALE	1.339	1.358	(19)	-1,4%

L'ammontare degli investimenti sulla rete è in linea con quello del 2000, anche in considerazione della cessione di reti urbane e della minor richiesta di nuova potenza.

I volumi di attività costruttiva hanno inoltre beneficiato dei risparmi conseguiti in termini di recuperi di efficienza nell'impiego delle risorse.

Reti di distribuzione di energia elettrica

	km		n.			km		n.	
	al 31.12.2001					al 31.12.2000			
Linee alta tensione	20.154	-				20.403	-	(249)	-
Cabine primarie	-	1.919				-	1.924	-	(5)
Linee media tensione	331.181	-				331.793	-	(612)	-
Cabine secondarie	-	405.372				-	407.798	-	(2.426)
Linee bassa tensione	708.905	-				710.683	-	(1.778)	-

La riduzione della consistenza deriva dal saldo netto tra le nuove costruzioni e le cessioni avvenute nel corso dell'esercizio.

Progetto contatore elettronico

Come noto, Enel Distribuzione ha avviato nel 1999 un progetto per la realizzazione di un nuovo contatore elettronico con il quale verranno sostituiti i 30 milioni di contatori attualmente in uso presso i propri clienti.

Il progetto, che pone Enel Distribuzione all'avanguardia in campo internazionale, è entrato nella fase di installazione nel luglio 2001 nella zona pilota di Pisa e sarà concluso entro il 2004.

Nel corso del 2001 sono stati installati con successo circa 150.000 misuratori in 46 zone appartenenti a 7 diverse Direzioni Territoriali. La fase intensiva di installazione, circa un milione di contatori al mese, è prevista a partire da settembre 2002.

Il risultato di questo impegno si concretizzerà nella realizzazione del "Telegestore", un sistema integrato di misura, comunicazione e gestione del contratto di fornitura di energia elettrica, composto da misuratori (contatori) e apparati elettronici interconnessi che utilizza la rete elettrica di bassa tensione come mezzo di trasmissione dati. Attraverso tale sistema sarà possibile fornire, oltre al servizio di misura dell'energia standard, anche un servizio di misura evoluta, tale da consentire l'offerta di tariffe con un elevato grado di personalizzazione in funzione delle modalità di prelievo dell'energia (tariffe multiple ecc.).

L'avvio del "Telegestore" comporterà notevoli vantaggi. Il contatore elettronico è, infatti, di agevole lettura per il cliente e fornisce indicazioni sui consumi in maniera chiara e direttamente verificabile. Inoltre il sistema, integrato con il *Contact Center*, permette di realizzare in remoto operazioni sul misuratore conseguenti a modifiche contrattuali, quali voltture e subentri, e aumenti di potenza, riducendo i tempi di attesa del cliente e ottenendo una migliore efficienza operativa. Infine, il contatore è in grado di svolgere un'autodiagnosi, che consente la segnalazione automatica di guasti o manomissioni e permette la rilevazione tempestiva di eventuali interruzioni di energia, consentendo una migliore qualità del servizio.

Il progetto "Telegestore", per il quale è previsto un investimento complessivo di circa 2 miliardi di euro, garantirà, grazie alla telegestione, una significativa riduzione dei costi operativi e una più agevole rilevazione dei consumi irregolari e delle frodi, nelle aree ove tali fenomeni risultano più frequenti.

Il progetto, che vede in Enel Distribuzione l'attore principale ai fini della progettazione e del coordinamento globale delle attività, assegna un ruolo primario anche ad altre società del Gruppo quali Enel.si, Sei, CESI, Enel.it e WIND.

DISTRIBUZIONE E VENDITA DEL GAS

Ancorché i risultati dell'attività di distribuzione e vendita del gas siano inclusi, ai fini di mantenere la continuità con le informazioni fornite nel corso dell'anno, nell'ambito delle *Altre attività*, il settore è funzionalmente appartenente all'Area Distribuzione Elettrica, con cui opera sinergicamente.

La presenza del Gruppo Enel nel settore della distribuzione e vendita del gas ha preso l'avvio nel 2000 con l'acquisizione del gruppo Colombo Gas, che disponeva di 96.000 clienti e circa 270 milioni di metri cubi di gas erogati su base annua.

Nel 2001 Enel ha rafforzato notevolmente la propria posizione acquisendo un numero considerevole di distributori locali (Brianza Gas, Erogasud, Sicim Services, Edilgeo, Comedigas Metanifera Verbanese, Metan Sud Gas, Sogegas, Impregest, SGM, Agas, Adim Mileo, Avisio Energia, Sacem, Vampa Gas, Cosid, SCC), con un investimento complessivo di circa 480 milioni di euro. Nei primi mesi del 2002 è stato inoltre finalizzato l'acquisto del Gruppo Marcotti, costituito dalle società Gead, Geico, Adda Gas, Coregas, Arda Gas e Gasdotti Comunali. A seguito di tali operazioni il numero dei clienti serviti è salito a 678.000, con un potenziale distributivo annuo di 1.287 milioni di metri cubi.

Nel corso del 2001 Enel Trade ha iniziato a operare sul mercato libero del gas, con l'obiettivo di sviluppare l'offerta congiunta di energia elettrica e gas ai clienti idonei e di raggiungere nel medio termine una posizione significativa in un mercato che, analogamente a quello elettrico, si trova in fase di apertura e quindi in grado di offrire ottime opportunità.

L'acquisizione del Gruppo Camuzzi, di cui si riportano nel seguito i dettagli, attualmente in fase di perfezionamento, costituisce il punto di svolta nella strategia del Gruppo Enel in tale settore.

Acquisizione del Gruppo Camuzzi

Il 16 ottobre 2001 è stato acquisito da Mill Hill Investment N.V. il 40% della Camuzzi Gazometri per un importo di 434 milioni di euro, con l'opzione per Enel di acquisire il rimanente 60% entro il 2002. Con un accordo successivo, stipulato in data 4 marzo 2002, Enel ha portato la sua quota al 98,58%, per un investimento complessivo di 1.043 milioni di euro. Dalla vendita sono state escluse le attività argentine del Gruppo Camuzzi, il Piacenza Calcio, le attività editoriali, di telecomunicazioni e le proprietà immobiliari che rimangono alla Mill Hill.

Il *closing* dell'operazione è previsto entro il mese di maggio 2002, una volta concluso il vaglio delle competenti Autorità. Grazie a questa acquisizione Enel consolida la sua posizione di secondo operatore nel mercato della distribuzione del gas in Italia, con oltre 1,7 milioni di clienti e una capacità distributiva superiore ai 3.000 milioni di metri cubi di gas. Enel diventa, inoltre, anche il secondo operatore nel settore del *waste management* (raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti solidi urbani e industriali) con circa 140.000 tonnellate di rifiuti trattati e 1,7 milioni di abitanti serviti in 375 Comuni.

Riorganizzazione societaria

Nell'esercizio 2001 ha preso avvio il processo di riorganizzazione societaria delle attività di distribuzione e vendita di gas del Gruppo Enel che, nell'ambito del disegno normativo del D.Lgs. 164/2000, ha portato a una prima consistente concentrazione di attività in Enel Distribuzione Gas SpA, attuata in tre fasi successive:

- trasformazione della Comedigas Metanifera Verbanese in Enel Distribuzione Gas;
- conferimento da Enel a Enel Distribuzione Gas di tutte le partecipazioni in società distributrici di gas acquisite entro il primo semestre 2001;

- fusione per incorporazione delle società conferite in Enel Distribuzione Gas, avvenuta nel mese di ottobre 2001 con effetto fiscale e contabile dal 1° gennaio 2001.

Il 1° gennaio 2002 ha avuto corso la scissione del ramo vendita di Enel Distribuzione Gas a favore di Enel Vendita Gas, sulla base del progetto di scissione approvato contestualmente alla descritta operazione di fusione.

L'integrazione operativa tra le varie entità, già avviata nel corso dell'esercizio, produrrà significative sinergie con conseguenti ricadute positive sui risultati economici.

Risultati della gestione

I risultati economici del 2001 non sono confrontabili con quelli dell'esercizio precedente, che includevano il solo Gruppo Colombo Gas.

Con riferimento alle società di distribuzione del gas, i ricavi dell'esercizio sono pari a 366 milioni di euro, di cui 351 milioni di euro da vendita gas e la parte restante relativa a contributi e proventi diversi. A questi vanno aggiunti i ricavi delle vendite di Enel Trade, pari a 72 milioni di euro.

Il volume erogato nel 2001 dalle società di distribuzione è stato pari a 1.095 milioni di metri cubi, di cui 876 milioni di metri cubi a clienti vincolati e 219 milioni di metri cubi a clienti idonei. Le vendite di Enel Trade sono pari a 336 milioni di metri cubi.

Il margine operativo lordo conseguito, che comprende anche il contributo di Enel Trade, è stato pari a 48 milioni di euro e il risultato operativo della gestione (prima dell'ammortamento delle differenze da consolidamento) si attesta a 11 milioni di euro. Se si considera anche l'ammortamento delle differenze di consolidamento, pari a 6 milioni di euro, il risultato operativo del settore risulta di 5 milioni di euro.