

Il nuovo sistema tariffario

Nel contesto del Decreto Legislativo 79/99 (Decreto Bersani) di attuazione delle norme comunitarie in materia, l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas sottopone a regolazione tariffaria l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione, il loro uso e la fornitura di servizi elettrici ai clienti vincolati.

I provvedimenti emanati dall'Autorità nel 1999

Le tariffe per la fornitura di servizi elettrici ai clienti vincolati sono state definite dall'Autorità al termine di un iter procedurale costituito da documenti di consultazione e note informative redatti nel corso del 1998 e 1999. Le deliberazioni emanate alla fine di dicembre 1999 e le relative modalità di applicazione emanate in seguito hanno consentito di varare, dal 1° gennaio 2000, la riforma delle tariffe in un quadro di riferimento certo.

La nuova normativa stabilisce condizioni di fornitura e norme sulla qualità e continuità del servizio. Sono definite le condizioni di fornitura dell'energia elettrica minime inderogabili e il rispetto del principio di non discriminazione fra i clienti. L'attività degli esercenti in tema di lettura del gruppo di misura (contatore) e fatturazione dei consumi, le modalità di pagamento delle bollette, morosità del cliente, sospensione della fornitura e rateizzazioni di pagamento sono stabilite dalle norme che istituiscono inoltre il deposito cauzionale e prevedono procedure per i reclami.

La normativa impone agli esercenti livelli specifici e generali di qualità commerciale del servizio, prevedendo l'indennizzo automatico al cliente in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità. Essi fanno riferimento all'eventuale inadempienza dei fornitori in relazione alle prestazioni più frequenti (elaborazione di preventivi, allacciamenti con lavori semplici, attivazioni, disattivazioni e riattivazioni dei clienti morosi).

Sono disciplinati inoltre i livelli generali di qualità del servizio di distribuzione (relativi alle interruzioni di lunga durata senza preavviso) con l'obbligo da parte degli esercenti di fornire all'Autorità i valori dei relativi indicatori di continuità del servizio, suddivisi per ambito territoriale.

Il nuovo ordinamento tariffario e gli elementi riguardanti la copertura dei costi di generazione sono stati fissati con deliberazioni specifiche datate 29 dicembre 1999.

Il nuovo ordinamento tariffario

Il nuovo ordinamento tariffario è basato su un sistema di vincoli tariffari, intesi come limiti massimi ai prezzi al netto delle imposte, che i distributori-fornitori possono applicare ai clienti vincolati.

Tali vincoli sono fissati in modo da assicurare la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura di energia elettrica, nonché la copertura degli oneri di sistema e dei costi sostenuti nell'interesse generale.

I costi riconosciuti sono quelli delle diverse fasi del processo: acquisto, trasporto, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, con l'esclusione dei costi di natura straordinaria e i costi relativi ad attività non direttamente connesse con il servizio elettrico.

Ogni distributore è libero di offrire opzioni tariffarie a tutti i clienti della stessa tipologia, nel rispetto di alcune regole stabilite dall'Autorità: offerta delle medesime opzioni tariffarie a tutti i clienti della stessa tipologia; standard di qualità del servizio fissati dall'Autorità; vincoli ai prezzi praticati dalle imprese distributrici; regime di prezzi amministrati, fissati dall'Autorità, per le utenze domestiche.

Le tariffe elettriche sono uniche sul territorio nazionale per ciascuna tipologia di clientela. I distributori possono quindi offrire trattamenti tariffari in maniera non discriminatoria per tutti gli utilizzatori a parità di condizioni di prelievo.

I distributori, oltre alle opzioni tariffarie base, possono offrirne ulteriori, denominate speciali, a clienti di una stessa tipologia di utenza, nel rispetto di un Codice di condotta commerciale che assicuri la necessaria trasparenza e correttezza.

Ai fini della regolazione, l'Autorità ha definito nove tipologie di clientela la cui articolazione è basata su due criteri: il livello di tensione di alimentazione della fornitura e il tipo di uso, per il quale si distingue solo fra usi domestici e di illuminazione pubblica.

Il prezzo dell'energia elettrica è composto, oltre che dalle componenti a copertura dei costi riconosciuti di acquisto dell'energia elettrica, trasmissione, distribuzione e vendita, anche dalle componenti a copertura degli specifici oneri di sistema o di interesse generale elencate di seguito:

Componente	Relativa a	Corrisposta da
A2	Oneri abbandono nucleare	Clienti vincolati e idonei
A3	Incentivi per la produzione da fonti rinnovabili e assimilate	Clienti vincolati e idonei
A4	Contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali	Tutti i clienti esclusi usi domestici
A5	Oneri di ricerca e sviluppo, tutela ambientale, innovazione tecnologica	Clienti vincolati e idonei
UC1	Squilibri nei meccanismi di perequazione	Clienti vincolati
UC2	Ulteriore componente di ricavo a favore della produzione di energia elettrica delle imprese produttrici-distributrici per il mercato vincolato	Clienti vincolati
GR	"Gradualità" introduzione nuove tariffe	Clienti vincolati

Tariffe per forniture ai clienti vincolati (esclusi gli usi domestici)

Per ciascuna tipologia di clientela le imprese distributrici offrono opzioni tariffarie nel rispetto di due vincoli:

- gli introiti tariffari effettivi non devono superare un tetto stabilito in base alle componenti di costo (acquisto di energia elettrica, trasmissione, distribuzione e vendita) determinate dall'Autorità;
- la spesa totale per ciascun cliente (al netto delle imposte) non può superare un tetto stabilito dall'Autorità.

Il nuovo ordinamento tariffario prevede un regime transitorio. Per un periodo iniziale che termina il 30 giugno 2000, in luogo delle nuove opzioni tariffarie verranno applicate le tariffe in vigore al 31 dicembre 1999 ridotte a seconda delle classi tariffarie.

Dal 1° luglio 2000, le opzioni tariffarie base relative all'anno 2000 saranno offerte da ciascun esercente in linea con i vincoli stabiliti.

Tariffe per usi domestici

Le tariffe per usi domestici sono fissate dall'Autorità. Le imprese distributrici possono offrire ai clienti dello stesso tipo opzioni tariffarie ulteriori, purché in maniera non discriminatoria, nel rispetto del Codice di condotta commerciale e approvate dall'Autorità. Il nuovo ordinamento tariffario entrerà in vigore nel 2003, mentre fino ad allora è previsto un regime transitorio.

Nel regime normale (dal 1° gennaio 2003), per la clientela domestica l'Autorità ha definito una tariffa composta come descritto dalla tabella che segue:

Componente del corrispettivo	Riferito a
Corrispettivo fisso (Lire per cliente)	copertura costi di vendita
Potenza impegnata (Lire per kW impegnato)	copertura parte costi di trasporto su rete di distribuzione
Energia elettrica prelevata (Lire per kWh)	copertura costi di trasporto su rete di trasmissione e parte costi di distribuzione
Energia elettrica prelevata (Lire per kWh)	copertura dei costi di acquisto di energia elettrica
Varie (Lire per kWh)	copertura degli oneri di sistema e di interesse generale

Per introdurre gradualmente il nuovo ordinamento tariffario, l'Autorità ha stabilito l'applicazione transitoria (dal 1° gennaio 2000 al 31 dicembre 2002) di due tariffe: una offerta ai clienti residenti con potenza impegnata fino a 3 kW, l'altra offerta agli altri clienti domestici.

Per la tutela dei clienti disagiati l'Autorità prevede una tariffa sociale uguale su tutto il territorio nazionale e contraddistinta da limitazione della potenza impegnata (3 kW), con corrispettivo fisso (lire per cliente) fortemente ridotto, assenza del corrispettivo riferito alla potenza impegnata e differenziazione dei corrispettivi riferiti all'energia elettrica prelevata.

Impatto sui ricavi del nuovo ordinamento tariffario

I vincoli imposti dal nuovo sistema tariffario determineranno una riduzione dei ricavi in linea con quanto previsto dalle valutazioni effettuate dall'Autorità e trasmesse al Governo nel luglio 1999.

Sulla base della struttura e dei livelli delle vendite dell'anno 1999, la riduzione delle tariffe per l'anno 2000, con riferimento alla componente relativa ai costi fissi (escluso il costo dei combustibili) è stimabile in circa il 10,8%.

A partire dal 2001, la dinamica dei ricavi risentirà del metodo di adeguamento delle diverse componenti tariffarie. Le componenti tariffarie della trasmissione, distribuzione e vendita (che costituiscono circa la metà della componente tariffaria, esclusi i costi di combustibili), si ridurranno in relazione all'applicazione del price-cap (il tasso di variazione annuo dei costi riconosciuti è pari al 4% in termini reali nel periodo 2001-2003). La componente tariffaria della produzione seguirà invece l'andamento del mercato, nei limiti del prezzo di riferimento fissato dall'Autorità. L'ulteriore componente di ricavo (6 L/kWh) a favore della produzione delle imprese produttrici-distributrici si applica fino al 2001.

PAGINA BIANCA

Le attività del Gruppo

Produzione

Nel contesto delle norme per il riassetto del settore elettrico che limitano al 50% la quantità massima di energia elettrica totale prodotta o importata in Italia da un singolo soggetto, l'Enel ha scorporato la propria Divisione Produzione conferendola a una nuova società, Enel Produzione SpA, e ad altre tre società, Eurogen SpA, Elettrogen SpA, Interpower SpA destinate a essere vendute entro la fine del 2002.

Gli impianti delle tre società da alienare sono comparabili a quelli di proprietà di Enel Produzione SpA, sia per quanto riguarda i combustibili utilizzati, sia per la copertura della domanda (mix impianti) e la distribuzione per aree geografiche. Alle tre società è stato conferito un parco di generazione così articolato:

- Eurogen SpA: 7.008 MW (di cui il 10,9% idrici);
- Elettrogen SpA: 5.438 MW (di cui il 18,6% idrici);
- Interpower SpA: 2.611 MW (di cui il 2,4% idrici).

Oltre agli impianti sono stati conferiti il personale relativo e le risorse finanziarie, sotto forma di capitale proprio e debito, in modo da minimizzare il costo del capitale e ottimizzare la struttura patrimoniale.

Al fine di aumentare la competitività dell'intero gruppo aziendale e di valorizzare ulteriormente alcuni asset, è stata inoltre costituita Erga SpA, una società attiva nel campo delle energie rinnovabili. Gli impianti conferiti sono stati scelti secondo un criterio di destinazione tecnica (impianti geotermici, eolici e fotovoltaici), di appartenenza territoriale e di business.

Energy management

Enel Produzione SpA ha avviato la costituzione di una nuova struttura organizzativa denominata Energy Management con l'obiettivo di:

- costituire un riferimento nel mercato dell'energia, elaborando i piani di produzione di breve e medio termine, in relazione alla domanda di energia e alla disponibilità dell'offerta;
- effettuare il pre-dispacciamento degli impianti e controllarne in tempo reale le condizioni di utilizzo;
- stipulare i contratti di cessione dell'energia e dei servizi connessi con l'Acquirente Unico e con Enel Trade SpA;
- formulare le offerte giornaliere alla Borsa dell'Energia (una volta operativa), sulla base di obiettivi di funzione e analisi del rischio connesso al mercato;
- elaborare, sulla base dei piani di produzione, la previsione dei consumi di combustibili per il loro approvvigionamento.

Produzione di energia e consumo di combustibili

Nel 1999 la produzione netta di energia, pari a 178.813 milioni di kWh, è risultata in linea a quanto prodotto l'anno precedente (-0,4%). A fronte di una riduzione della produzione termoelettrica (-2,9%) si riscontra, grazie alle migliori condizioni di idraulicità, un significativo aumento della produzione idroelettrica (+9,3%) e una crescita della produzione da fonti rinnovabili.

Produzione netta (Milioni di kWh)

	1999		1998		1999-1998	
Termoelettrica	136.946	76,6%	141.019	78,6%	-4.073	-2,9%
Idroelettrica	37.707	21,1%	34.486	19,2%	3.221	9,3%
Geotermica	4.128	2,3%	3.958	2,2%	170	4,3%
Altre fonti	32	0,0%	21	0,0%	11	52,4%
TOTALE	178.813	100,0%	179.484	100,0%	-671	-0,4%

XIV LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La tavola che segue mostra il contributo dei vari tipi di combustibili utilizzati nella produzione di energia termoelettrica lorda:

	Millioni di kWh	%	Millioni di kWh	%	Millioni kWh	%
	1999		1998		1999-1998	
Olio combustibile pesante (S>0,5%)	51.027	34,9%	64.536	42,9%	-13.509	-20,9%
Olio combustibile leggero (S<0,5%)	19.892	13,6%	25.076	16,7%	-5.184	-20,7%
Gas naturale	46.390	31,7%	35.607	23,7%	10.783	30,3%
Carbone	23.365	16,0%	22.844	15,2%	521	2,3%
Gasolio	640	0,4%	303	0,2%	337	111,2%
Orimulsion e altri combustibili	4.979	3,4%	2.090	1,4%	2.889	138,2%
TOTALE	146.293	100%	150.456	100%	-4.163	-2,8%

L'analisi della produzione lorda per singolo tipo di combustibile evidenzia un incremento di produzione termoelettrica a base di gas naturale e orimulsion.

Gli acquisti complessivi di gas naturale sono aumentati del 28,3%, passando da 8,8 miliardi di m³ a 11,3 miliardi di m³, per effetto della quota del contratto SNAM e dell'inizio della somministrazione di gas nigeriano a fronte di un contratto a lungo termine.

L'incremento nell'utilizzo di gas è stato particolarmente significativo nelle centrali di Montalto di Castro, Priolo Gargallo e Tavazzano.

Acquisti di gas naturale	Miliardi di m³	Miliardi di m³
	1999	1998
Contratto Nigeria	0,5	-
Sonatrach	3,9	3,9
SNAM pluriennale	6,9	4,9
TOTALE	11,3	8,8

Gli impianti di produzione

Gli investimenti effettuati nel 1999 sono così suddivisi:

Miliardi di lire	1999	1998	1999-1998	
Impianti termoelettrici	1.179	1.327	-148	-11,2%
Impianti idroelettrici	254	359	-105	-29,2%
Impianti geotermici	138	175	-37	-21,1%
Impianti con fonti alternative	7	8	-1	-12,5%
TOTALE	1.578	1.869	-291	-15,6%

I minori investimenti in impianti termoelettrici rispetto al 1998 sono dovuti essenzialmente alla conclusione della maggior parte dei lavori di adeguamento ambientale (eseguiti in gran parte negli anni precedenti). La riduzione degli investimenti in nuovi impianti è stata compensata dall'incremento nel campo delle trasformazioni a ciclo combinato (essenzialmente la centrale di La Spezia - gruppi 1 e 2).

Per quanto riguarda gli impianti idroelettrici e geotermoelettrici, la riduzione è dovuta, prevalentemente, al completamento di attività relative a nuovi impianti e ripotenziamenti.

La potenza efficiente netta degli impianti dell'Enel al 31 dicembre 1999 era pari a 55.841 MW, così suddivisa per tipologia di impianto, a livello complessivo e per singola società:

Potenza efficiente netta (MW)	1999	1998
Termoelettrici	38.648	39.850
Idroelettrici	16.581	16.470
Geotermici	584	547
Eolici e Fotovoltaici	28	27
TOTALE	55.841	56.894

Potenza efficiente netta per società (MW)	Enel Produzione	Eurogen	Elettrogen	Interpower	Erga	al 31.12.1999
Termoelettrici	25.434	6.242	4.424	2.548	-	38.648
Idroelettrici	13.758	766	1.014	63	980	16.581
Geotermici	-	-	-	-	584	584
Eolici e Fotovoltaici	-	-	-	-	28	28
TOTALE	39.192	7.008	5.438	2.611	1.592	55.841

Nonostante l'incremento di potenza idroelettrica – per effetto dell'entrata in servizio dell'impianto di San Giacomo al Vomano – e di quella geotermica, eolica e fotovoltaica – a seguito dell'entrata in servizio degli impianti di Latera (geo), Selva (geo) e Monte Arci (eolici) – si è registrata una riduzione della potenza efficiente netta totale (-1.053 MW) dovuta essenzialmente alla diminuzione di quella termoelettrica a causa sia della non disponibilità all'esercizio delle centrali di Alessandria, Civitavecchia, Mercure e Santa Gilla, sia della messa in riserva di alcuni gruppi delle centrali di Torvaldaliga, Tavazzano e Chivasso.

Evoluzione della gestione per l'esercizio 2000

La gestione sarà focalizzata sulle azioni di miglioramento del consumo di combustibili, attraverso l'ottimizzazione del mix utilizzato e il miglioramento operativo del rendimento degli impianti, la riduzione del costo del lavoro, nonché la prosecuzione delle azioni di razionalizzazione dell'utilizzo di risorse esterne. Sul fronte degli investimenti, le azioni previste riguarderanno l'ottimizzazione delle attività di mantenimento e la realizzazione selettiva di progetti per il miglioramento tecnologico del parco.

I risultati economico-finanziari delle società operanti nell'area della produzione nel 1999

Enel Produzione SpA

Enel Produzione SpA è la società del Gruppo Enel preposta all'esercizio dell'attività di produzione di energia elettrica e che, ancorché costituita il 13 ottobre 1998, è diventata pienamente operativa dal 1° ottobre 1999, data del conferimento degli asset da parte dell'Enel SpA.

In merito ai risultati raggiunti nei tre mesi di operatività (1° ottobre - 31 dicembre 1999), si evidenzia che a fronte di una produzione lorda di 31.678 milioni di kWh, la produzione netta è stata di 30.134 milioni di kWh, destinata a Enel Distribuzione SpA e a Enel Trade SpA, rispettivamente, per 29.117 milioni di kWh e 1.017 milioni di kWh. Il ricavo complessivo è stato pari a 2.077,2 miliardi di lire, oltre a 1.317,2 miliardi di lire per Contributi dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico.

I ricavi ammontano complessivamente a 3.511,6 miliardi di lire e includono anche altri ricavi e proventi per prestazioni e servizi effettuati sia ad altre società del gruppo, sia a terzi. I costi operativi ammontano complessivamente a 2.333,3 miliardi di lire, di cui 1.263,4 miliardi relativi al combustibile termico.

Il risultato operativo è stato pari a 1.178,3 miliardi di lire (33,6% dei ricavi complessivi). Tenuto conto delle imposte sul reddito, complessivamente ammontanti a 356,9 miliardi di lire, l'utile netto dell'esercizio è risultato pari a 353,1 miliardi di lire.

Il capitale investito netto, pari a 18.679 miliardi di lire, risulta coperto dal patrimonio netto per 13.784 miliardi di lire e dall'indebitamento finanziario netto per 4.895 miliardi di lire.

Eurogen SpA

La Società, che opera nella produzione di energia termoelettrica e idroelettrica, è stata costituita per conferimento di ramo d'azienda in data 1° ottobre 1999 da parte dell'Enel SpA. Nel corso del 1999 è stata avviata una attività di ricognizione delle risorse disponibili al fine di verificare l'assetto degli organici necessari per lo sviluppo delle attività gestionali e tecniche e per l'operatività del servizio.

La gestione operativa ha visto il totale dei ricavi attestarsi a 719,1 miliardi di lire, a fronte di costi operativi per complessivi 520,2 miliardi di lire, di cui ammortamenti per 46,4 miliardi. Il risultato operativo del periodo si attesta pertanto a 198,9 miliardi di lire. L'utile netto conseguito nel 1999, che di fatto coincide con un trimestre di attività è stato pari a 115,5 miliardi di lire.

Nel corso dell'esercizio sono stati contabilizzati investimenti in impianti per un importo pari a 68,6 miliardi di lire relativi per la maggior parte ai lavori per l'ambientalizzazione dei gruppi 5 e 6 della Centrale di S. Filippo del Mela.

Il capitale investito netto ammonta a 2.230,8 miliardi di lire. Esso risulta coperto per il 14% circa da mezzi propri (321 miliardi di lire) e per la restante parte da debiti finanziari verso la controllante (1.909,8 miliardi di lire).

Elettrogen SpA

La Società opera nella produzione di energia termoelettrica e idroelettrica ed è stata costituita il 1° ottobre 1999 per conferimento di ramo d'azienda da parte dell'Enel SpA. La gestione operativa ha visto il totale dei ricavi attestarsi a 620,8 miliardi di lire, a fronte di costi operativi per complessivi 443,3 miliardi di lire, di cui ammortamenti per 79,3 miliardi. Il risultato operativo del periodo è stato di 177,5 miliardi di lire, pari al 28,6% dei ricavi. L'utile netto conseguito nel 1999 è risultato pari a 81,5 miliardi di lire.

Al 31 dicembre 1999 il capitale investito netto ammonta a 2.643 miliardi di lire. Esso risulta coperto dai mezzi propri per 360 miliardi di lire e da debiti finanziari verso la controllante per 2.283 miliardi di lire.

Interpower SpA

La Società è stata costituita il 1° ottobre 1999 per conferimento del ramo d'azienda da parte dell'Enel SpA e opera nella produzione di energia idroelettrica e termoelettrica.

I ricavi dell'esercizio 1999, che di fatto coincide con un trimestre di attività, sono stati pari a 331,7 miliardi di lire, a fronte di costi operativi per complessivi 212,7 miliardi di lire, di cui ammortamenti per 19,8 miliardi. Il risultato operativo del periodo si attesta pertanto a 119 miliardi di lire. L'utile netto è stato pari a 63,4 miliardi di lire.

Il capitale investito netto ammonta a 807,7 miliardi di lire. Esso risulta coperto per il 31% circa dai mezzi propri (252,6 miliardi di lire) e per la restante parte da debiti finanziari verso la controllante (555,1 miliardi di lire).

Erga SpA

Erga SpA, costituita il 31 maggio 1999, è la Società del Gruppo Enel specificamente dedicata all'esercizio e allo sviluppo dell'attività di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che unisce le competenze nei settori geotermico, eolico, fotovoltaico e mini-idroelettrico.

L'esercizio, limitato all'ultimo trimestre 1999, è stato caratterizzato da una produzione di circa 200 milioni di kWh, grazie anche all'entrata in esercizio di impianti geotermici ed eolici e a una buona idraulicità degli impianti idroelettrici.

I ricavi, complessivamente pari a 238 miliardi di lire, si riferiscono essenzialmente alla vendita dell'energia elettrica alla Società Enel Distribuzione per 125 miliardi di lire e ai contributi dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 106 miliardi di lire.

I costi della produzione sono stati pari a 147 miliardi di lire costituiti per la parte più rilevante dagli oneri del personale (53 miliardi di lire), dagli ammortamenti (58 miliardi di lire), e da servizi e locazioni (27 miliardi di lire, di cui 10 miliardi da altre Società del Gruppo).

All'utile di esercizio, pari a 32 miliardi di lire contribuiscono proventi straordinari netti per 17 miliardi di lire.

Sotto il profilo patrimoniale il capitale investito netto al 31 dicembre 1999 è di 2.258 miliardi di lire, coperto da mezzi propri per 1.253 miliardi di lire e dall'indebitamento finanziario netto per 1.005 miliardi di lire.

Trasmissione

Prima del riassetto del settore elettrico, la Divisione Trasmissione di Enel SpA era responsabile per il dispatching, la gestione della rete di trasmissione e l'acquisto di energia elettrica da fornitori nazionali ed esteri. Nel corso del 1999 tali funzioni sono state attribuite a due nuove società: Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA e Terna SpA, con missioni, finalità e proprietà ben distinte. Enel SpA ha conferito alle nuove società i relativi rami aziendali, con efficacia, rispettivamente dal 2 agosto 1999 e dal 1° ottobre 1999, mantenendo nel suo ambito l'acquisto di energia elettrica.

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale è responsabile delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia, nonché della gestione unificata della rete di trasmissione nazionale; dal 1° aprile 2000 la sua proprietà è stata trasferita, a titolo gratuito, dall'Enel SpA al Ministero del Tesoro.

Terna SpA è responsabile delle attività di esercizio e manutenzione degli impianti in alta tensione facenti parte della rete di trasmissione nazionale, nonché dello sviluppo della rete in base alle direttive impartite dal Gestore, e continuerà ad operare nell'ambito del Gruppo Enel.

Acquisti di energia

L'attività più significativa che ha caratterizzato l'esercizio 1999 sotto il profilo economico ha riguardato l'acquisto di energia da terzi, sia nazionali sia esteri. Tale attività veniva gestita dalla Divisione Trasmissione e, successivamente al riassetto del Gruppo, è rimasta in via transitoria di pertinenza dell'Enel SpA, in attesa dell'avvio operativo dell'Acquirente Unico, nell'ambito del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

	Quantità Milioni di kWh	Costo totale Miliardi di lire	Costo unitario L/kWh	Quantità Milioni di kWh	Costo totale Miliardi di lire	Costo unitario L/kWh
	1999			1998		
Da fornitori nazionali	35.978	4.038,9	112,26	31.445	3.552,5	112,97
Da fornitori esteri:						
- contratti a lungo termine	29.493	2.289,0	77,61	30.873	2.340,4	75,81
- contratti annuali	9.465	342,8	36,21	6.632	212,2	31,99
- contratti spot	2.672	75,4	28,22	3.060	90,2	29,50
	41.630	2.707,2	65,03	40.565	2.642,8	65,15
Totale	77.608	6.746,1	86,93	72.010	6.195,3	86,03
Acquisti in conto permuta	-	85,0	-	-	110,8	-
TOTALE	-	6.831,1	-	-	6.306,1	-

Gli acquisti nazionali da terzi sono cresciuti in termini di quantità, di 4.533 milioni di kWh (+14,4%) a seguito dell'entrata in servizio di nuovi impianti di produzione nell'ambito del piano previsto dal provvedimento CIP n. 6/92. La lieve flessione del costo medio unitario è la risultante di più fattori, tra i quali anche l'applicazione di provvedimenti dell'Autorità.

L'incremento di 1.065 milioni di kWh (+2,6%) degli acquisti dall'estero è dovuto all'aumento delle forniture annuali (+2.833 milioni di kWh principalmente dai fornitori ATEL, EGL e FMB), compensato in parte dalla riduzione degli acquisti spot (-388 milioni di kWh) e di quelli con contratti a lungo termine (-1.380 milioni di kWh). Per questi ultimi la riduzione è dovuta sostanzialmente ai minori ritiri da Electricité de France (EdF), e alla scadenza, a fine 1998, del contratto pluriennale con BKW.

Dall'analisi del costo medio unitario per tipo di contratto si rileva che per i contratti a lungo termine l'incremento di 1,80 L/kWh rispetto all'anno precedente è da attribuire

in larga parte ai minori ritiri dalla fornitura complementare EdF, nonché all'indicizzazione prevista dai contratti in essere. Per i contratti annuali l'aumento di 4,22 L/kWh è da attribuire soprattutto a una fornitura non ripetibile a prezzi particolarmente favorevoli avutasi nel 1998. Per i contratti spot la riduzione è il risultato di una attenta politica volta a cogliere le opportunità offerte dal mercato.

Nel corso del 1999 è entrato a pieno regime il progetto di razionalizzazione delle attività di esercizio e manutenzione degli impianti di trasmissione (progetto Rete '98), varato nel secondo semestre dell'esercizio precedente. Tale progetto ha consentito di ottenere significativi miglioramenti di efficienza nei processi operativi caratteristici dell'attività di trasmissione attraverso la razionalizzazione delle attività di esercizio e manutenzione degli impianti, la semplificazione e standardizzazione delle specifiche tecniche e degli schemi e la riduzione del costo di acquisto dei principali componenti. Nel 1999 i costi si sono ridotti del 17,7%, passando da 300,5 miliardi di lire del 1998 a 247,7 miliardi nel 1999.

Investimenti

Nel 1999 sono stati effettuati investimenti in impianti di trasmissione ad alta tensione per 436 miliardi di lire così suddivisi:

Miliardi di lire				
	1999	1998	1999-1998	
Interventi su impianti in esercizio	170	174	-4	-2,3%
Nuove iniziative	266	420	-154	-36,7%
TOTALE	436	594	-158	-26,6%

La riduzione rispetto al 1998 è riconducibile in gran parte alle azioni di razionalizzazione e ottimizzazione degli investimenti caratteristici.

Le nuove iniziative riguardano essenzialmente i seguenti progetti.

Progetto E-NET

Il progetto consiste nella realizzazione di una rete nazionale di telecomunicazione a fibre ottiche della lunghezza complessiva di 11.220 km utilizzando le linee elettriche ad alta tensione.

Nel 1999 sono stati realizzati 2.360 km di rete da linee elettriche a 380, 220, 150 KV, raggiungendo nei tre anni 1997-1999 una estensione totale di 6.083 km.

Nel corso del 2000 il progetto verrà completato.

Collegamento Italia - Grecia

Nel 1999 sono proseguiti i lavori per la realizzazione del collegamento in corrente continua tra Italia e Grecia.

Il progetto, che costituisce il collegamento al sistema europeo della rete elettrica greca, consentirà un miglior esercizio dei sistemi elettrici dei due paesi e favorirà l'interconnessione elettrica di tutto il Bacino del Mediterraneo. Esso rappresenta uno degli obiettivi prioritari della Comunità Europea che finanzia circa il 40% dell'opera.

La realizzazione del collegamento, che comporterà un investimento complessivo di 339 milioni di euro, sarà completata nel primo semestre del 2001.

Consistenza degli impianti

Nell'ambito del processo di razionalizzazione nella gestione degli impianti si è proceduto durante l'anno alla definizione della demarcazione tra attività di Trasmissione e Distribuzione. In aprile è avvenuto il passaggio alla Divisione Distribuzione di 17 stazioni di trasformazione e la cessione di circa 2.800 km di terne. Successivamente, a seguito della definizione del perimetro della Rete di Trasmissione Nazionale, sono stati assegnati alla società proprietaria della rete di trasmissione, Terna SpA, circa 14.500 km di terne (prevalentemente a 150-132 kV) e 32 stazioni di trasformazione in precedenza gestite dalle Divisioni Distribuzione e Produzione.

Questo ha determinato un notevole incremento della consistenza degli impianti, come mostrato nella tabella che segue:

	N.	km	N.	km
	al 31.12.1999		al 31.12.1998	
Stazioni	248	-	235	-
Trasformatori	541	-	555	-
Stalli	3.582	-	3.310	-
Linee	-	33.464	-	21.934
Terne	1.739	37.150	927	25.310

I risultati economico-finanziari di Terna SpA

Il bilancio della società riflette un periodo di attività di soli tre mesi e chiude con un risultato positivo di 21,8 miliardi di lire, dopo ammortamenti sulle immobilizzazioni materiali di 160 miliardi di lire (di cui 106,4 miliardi per la quota calcolata in base alle aliquote economico-tecniche, e 53,6 miliardi per la quota aggiuntiva), e interessi passivi verso la controllante per 18 miliardi di lire.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni ammontano a 362 miliardi di lire, e sono quasi interamente riferibili al compenso spettante alla società per l'utilizzo della rete di trasmissione nazionale.

I costi operativi ammontano a 248 miliardi di lire e, oltre agli ammortamenti economico-tecnici, includono 78 miliardi di lire di costi per il personale e 67 miliardi di lire per oneri esterni.

Il risultato operativo è pari a 124,2 miliardi di lire (33,4% dei ricavi).

Gli oneri straordinari, pari a 5,7 miliardi di lire, sono in gran parte riferiti all'esodo incentivato. Le imposte sul reddito ammontano a circa 25 miliardi di lire e sono costituite da IRPEG per 18,4 miliardi e da IRAP per 6,5 miliardi.

La struttura patrimoniale evidenzia un capitale investito netto di 5.572 miliardi di lire, contrapposto al patrimonio netto di 4.094 miliardi di lire e all'indebitamento netto di 1.478 miliardi di lire.

Evoluzione della gestione per l'esercizio 2000

La gestione di Terna SpA per l'anno 2000 sarà caratterizzata da un insieme di azioni volte a massimizzare i ricavi e migliorare l'efficienza dei processi operativi.

Per quanto concerne il primo punto, essendo i ricavi di Terna per l'attività "core" in sostanza predeterminati dall'Autorità, occorrerà sviluppare nuove opportunità di business in ambiti non regolamentati, utilizzando gli asset e le competenze maturate dal personale nel campo dell'esercizio, manutenzione e realizzazione di impianti in alta tensione.

A tale scopo, nel mese di maggio 1999, è stato avviato un progetto volto a individuare, sulla base delle strategie di diversificazione effettuate dagli altri operatori internazionali, le aree di business più interessanti nonché i relativi volumi potenziali. I risultati di tale progetto sono stati inseriti nel piano strategico 2000-2004 e prevedono un volume di affari considerevole (8-10 miliardi di lire) già a partire dall'anno 2000.

Distribuzione e vendita ai clienti vincolati

Nell'ambito delle ristrutturazioni operative previste dal Decreto Bersani, il 1° ottobre è stato effettuato il conferimento alla nuova società Enel Distribuzione SpA del ramo d'azienda per la distribuzione e la vendita dell'energia elettrica ai clienti vincolati.

La società ha come obiettivo la distribuzione e la vendita di energia elettrica a tutti i clienti che sono legittimati a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area in cui sono localizzati.

Le vendite di energia

L'energia venduta nel 1999 è stata pari a 229,525 milioni di kWh, con un aumento dell'1,5% rispetto al 1998 nonostante l'ingresso sul mercato libero di Enel Trade SpA che ha assorbito vendite per 982 milioni di kWh. Il numero dei clienti ha registrato un incremento dell'1,1%, attestandosi al 31 dicembre 1999 a 29.674.086.

	Milliardi di lire	Millioni di kWh	L/kWh	Milliardi di lire	Millioni di kWh	L/kWh	Millioni di kWh
		1999			1998		1999-1998
Alta tensione	1.521	38.235	39,8	1.593	40.160	39,7	-4,8%
Media tensione	7.189	77.787	92,4	7.033	75.293	93,4	3,3%
Bassa tensione	17.018	100.633	169,1	16.401	96.668	169,7	4,1%
Ferrovie per trazione	126	4.400	28,7	141	4.703	30,0	-6,4%
Rivenditori ed Estero	459	8.470	54,1	509	9.344	54,4	-9,4%
TOTALE	26.313	229.525	114,6	25.677	226.168	113,5	1,5%

L'incremento complessivo di energia venduta è risultato dall'aumento delle vendite per energia fatturata in bassa tensione (+4,1%) e in media tensione (+3,3%), e dal calo delle vendite in alta tensione (-4,8%).

Lo spostamento del mix verso le forniture con tensioni a ricavo unitario più alto ha consentito la crescita dei ricavi unitari medi (+1,1 lire per kWh) nonostante le tariffe siano rimaste invariate.

Per un confronto omogeneo con il 1998 occorre considerare i volumi di Enel Trade SpA, operativa dalla seconda metà del 1999 sul mercato libero. Enel Trade ha venduto 869 milioni di kWh in alta tensione e 113 milioni di kWh in media tensione. Su base omogenea i volumi di alta tensione calano quindi del 2,6% mentre quelli complessivi crescono dell'1,9%.

La riduzione dei prelievi dei rivenditori (-9,4%) è dovuta all'avvio di un consorzio, cui fanno ora riferimento alcuni rivenditori del Piemonte, della Valle d'Aosta e del Triveneto. L'analisi delle vendite per categoria di clientela evidenzia ancora lo scarso dinamismo del settore industriale, in miglioramento nella seconda parte dell'anno grazie all'inversione di tendenza del settore siderurgico (+6,3% nell'ultimo trimestre) e ai dati positivi della prima metà del 1999 per il settore delle costruzioni e dell'industria meccanica. La crescita del terziario è invece diffusa in tutti i settori.

Millioni di kWh	1999	1998	1999-1998	
Industria	107.478	107.042	436	0,4%
Terziario	54.129	51.721	2.408	4,7%
Agricoltura	4.474	4.331	143	3,3%
Usi domestici e servizi generali negli edifici	54.974	53.642	1.332	2,5%
TOTALE CLIENTELA DIRETTA	221.055	216.736	4.319	2,0%

L'analisi delle vendite per area geografica conferma una crescita più contenuta (+0,3%) delle vendite nelle regioni settentrionali, altamente industrializzate, pur con un incremento dei clienti superiore alla media nazionale.

Le vendite nelle regioni centrali, dove è più sviluppato il settore terziario, mostrano una crescita maggiore, particolarmente nel Lazio e in Toscana.

Il dato dell'Italia meridionale riflette invece un evento straordinario verificatosi in Puglia, legato a problemi di produzione insufficiente di un autoproduttore che ha quindi richiesto quantitativi non preventivati per alcuni mesi.

	Energia venduta (Milioni di kWh)			N. clienti		
	1999	1998	1999-1998	31.12.1999	31.12.1998	1999-1998
Italia settentrionale	123.176	122.857	0,3%	13.292.125	13.117.618	1,3%
Italia centrale	43.141	41.779	3,3%	5.590.575	5.519.171	1,3%
Italia meridionale	36.614	35.341	3,6%	7.122.235	7.069.401	0,7%
Italia insulare	21.999	21.217	3,7%	3.669.151	3.637.210	0,9%
Ferrovie per trazione	4.400	4.703	-6,4%	-	-	-
Esteri	195	271	-28,0%	-	-	-
TOTALE	229.525	226.168	1,5%	29.674.086	29.343.400	1,1%

Il servizio alla clientela

I temi della qualità del servizio e della soddisfazione della clientela sono stati formalizzati all'interno dell'Enel sin dal 1996, anno in cui è stata sottoscritta la Carta dei Servizi, consultabile sul sito internet "www.enel.it". Tale processo è poi proseguito con il progetto "Sistema Integrato di Ascolto del Cliente" (SIAC), finalizzato a rilevare il livello di soddisfazione del cliente e i punti di miglioramento. L'esame congiunto degli indicatori della Carta dei Servizi e l'analisi degli indicatori di qualità del SIAC per l'anno appena concluso hanno confermato il trend positivo rispetto agli anni precedenti.

La materia è stata recentemente regolamentata anche dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas che ha emanato nuove direttive per l'offerta del servizio elettrico.

Le nuove disposizioni, che suddividono i livelli di prestazione in livelli specifici di qualità e in livelli generali, stabiliscono i tempi massimi per le diverse prestazioni, impongono l'erogazione automatica degli indennizzi per mancato rispetto dei livelli specifici e obbligano a una informazione più completa su ogni aspetto di interesse della clientela.

L'entrata in vigore della nuova disciplina è prevista per il 1° luglio 2000 per i livelli specifici di qualità e per il 1° gennaio 2001 per quelli generali.

Enel Distribuzione SpA ha peraltro previsto un rilancio degli impegni sottoscritti con la Carta dei Servizi ("Patto con il cliente") assumendo in modo chiaro e semplice con i propri clienti impegni che superano significativamente i limiti imposti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Enel Distribuzione ha avviato la realizzazione di due iniziative di grande rilievo, in grado di imprimere un salto qualitativo nei propri rapporti con la clientela, il "progetto contatori" e il progetto "call center".

Il primo prevede la sostituzione dei contatori elettromeccanici con un sistema digitale che consentirà la misurazione a distanza del consumo di energia oltre alla riorganizzazione dei processi operativi e commerciali influenzati dal nuovo sistema di misurazione e di telegestione degli apparati.

I nuovi contatori consentiranno di eseguire senza necessità di accesso presso il cliente numerosi interventi tecnici quali attivazione, disattivazione e variazioni delle potenze di fornitura. I nuovi contatori consentiranno di svolgere un numero elevato di misurazioni dell'utilizzo di energia elettrica indipendentemente da quanto previsto contrattualmente, l'introduzione di tariffe differenziate per le diverse fasce orarie di con-

sumo, come pure proposte innovative legate a fenomeni stagionali o di residenza temporanea.

Si ritiene che l'aumento delle operazioni automatizzate consentite dall'introduzione del nuovo sistema potrà generare significativi risparmi e aumentare il volume d'affari mediante la fornitura di nuovi servizi. Il progetto, avviato nell'ottobre del 1999, è entrato nella fase esecutiva con l'assegnazione di incarichi di progettazione. Nel corso della seconda metà del 2000 i prototipi progettati verranno sottoposti a prove e collaudi prima di passare alla fase produttiva, il cui inizio è previsto entro la fine dell'anno. L'installazione avverrà nel periodo dal 2001 al 2004.

Nell'ambito del progetto "call center" Enel Distribuzione sta ristrutturando il sistema di assistenza telefonica ai clienti, concentrando gli attuali 74 call center locali, non collegati tra loro e i circa 120 numeri telefonici attivi, in un numero contenuto di call center (6/8) unificati a livello nazionale, contattabili attraverso un numero telefonico unico.

È previsto che i call center offrano un'ampia gamma di servizi, consentendo al cliente di risolvere per telefono, con una sola chiamata, le normali operazioni, quali attivazioni e disattivazioni, acquisizione di riscontro automatico, informazioni sulle tariffe, nonché segnalazioni di guasti.

A seguito dell'accorpamento degli attuali call center locali, la nuova struttura permetterà il raggiungimento di importanti sinergie di costo, nonché un più efficiente utilizzo del personale, migliorando sensibilmente, nel contempo, l'attuale livello del servizio.

Alla fase di definizione del "modello di riferimento" è seguita quella di progettazione e di pianificazione degli interventi attuativi. Successivamente si passerà alla fase di sviluppo e realizzazione, mentre l'avvio di un "call center pilota" è previsto per l'ultimo trimestre del 2000.

Sono in corso di avviamento iniziative per la promozione dell'utilizzo di apparati elettrici di climatizzazione (Climawatt) rivolte sia alla clientela, sia ai progettisti/installatori.

Nell'ambito della discrezionalità prevista dai provvedimenti sulle tariffe dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, verranno definite tariffe personalizzate.

Interventi di riorganizzazione

Dal 1999 Enel Distribuzione SpA ha una organizzazione territoriale capillare composta da 14 Direzioni territoriali, ripartite in 74 Esercizi che coordinano l'attività di 300 Zone. La società ha avviato un'attività di analisi della struttura organizzativa e dei principali processi aziendali, al fine di migliorarne l'efficienza e ottenere una riduzione dei costi, in conseguenza della nuova struttura di mercato e tariffaria. L'obiettivo finale è quello di adeguare progressivamente l'organizzazione al forte impatto causato dall'introduzione del call center e dei contatori elettronici.

Nel corso del 1999 si è completata una prima analisi in cui sono stati presi in considerazione investimenti, appalti, e attività amministrative e commerciali, che ha evidenziato significative possibilità di miglioramento nell'efficacia ed efficienza operativa.

L'attività di analisi proseguirà nell'anno 2000 prendendo in considerazione le modalità di gestione della rete e l'operatività delle altre funzioni di staff.