

Come prevedibile, l'applicazione del nuovo sistema tariffario e l'apertura del mercato hanno significativamente influenzato l'andamento economico del Gruppo nell'anno. La gestione, peraltro, con la continua diminuzione dei costi di esercizio ha consentito di limitare tale impatto rispetto all'esercizio precedente, raggiungendo risultati di rilievo sia in termini di margini che di utili.

L'esercizio 2000 è stato inoltre gravato dall'applicazione di quanto contemplato dalla Legge n. 488 del 23 dicembre 1999 (Legge Finanziaria 2000), che ha previsto la soppressione del Fondo di previdenza per i dipendenti dell'Enel e delle aziende elettriche private (FPE), indicando nel contempo un contributo straordinario a carico delle aziende stesse. Nel mese di novembre 2000 è stata versata la prima rata, per un importo di 1.314 miliardi di lire. Il contributo complessivo a carico delle società del Gruppo Enel, quantificato sulla base di quanto già corrisposto, è pari a 3.942 miliardi di lire e viene ammortizzato a quote costanti su di un periodo di 20 anni.

I ricavi del Gruppo sono stati pari a 48.618 miliardi di lire (25.109 milioni di euro), contro 40.584 miliardi nel 1999 (20.960 milioni di euro) con un aumento di circa il 20%.

La crescita dei ricavi è dovuta principalmente ai maggiori contributi riconosciuti a fronte della crescita del costo dei combustibili in parte compensata dai minori introiti per vendite di energia per effetto della riduzione dei volumi e dei livelli tariffari disposta dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas a decorrere dal 1° gennaio 2000, pari a circa l'11%.

Il margine operativo lordo si è attestato a 16.935 miliardi di lire (8.746 milioni di euro), contro 17.379 miliardi di lire (8.976 milioni di euro) nel 1999, contenendo la discesa al 2,6%. La riduzione dei costi d'esercizio è quindi riuscita a contenere gli effetti delle minori vendite e della riduzione tariffaria.

L'utile netto dell'esercizio è stato pari a 4.236 miliardi di lire (2.188 milioni di euro), contro 4.541 miliardi di lire nel 1999 (2.345 milioni di euro), con una riduzione del 6,7%.

La struttura patrimoniale al 31 dicembre 2000 evidenzia un capitale investito netto di 61.403 miliardi di lire (31.712 milioni di euro), con un incremento di 3.936 miliardi di lire (2.033 milioni di euro) rispetto a quello del 31 dicembre 1999. Il patrimonio netto complessivo (Gruppo e terzi) ammonta a fine esercizio a 35.489 miliardi di lire (18.329 milioni di euro), con un incremento di 1.440 miliardi di lire (744 milioni di euro) rispetto al 31 dicembre 1999. L'indebitamento finanziario complessivo sale da 23.418 miliardi di lire (12.094 milioni di euro) di fine 1999 a 25.914 miliardi di lire (13.383 milioni di euro). Il rapporto tra indebitamento e patrimonio netto complessivo è di 0,73 a fine esercizio, contro 0,69 a fine 1999.

La tavola che segue mostra una sintesi dei principali dati economico-finanziari:

Miliardi di lire	2000	1999
Utile netto	4.236	4.541
Margine operativo lordo	16.935	17.379
Risultato operativo	9.204	10.426
Cash flow dalla gestione corrente	9.484	13.512
Distribuzione dividendi ordinari e straordinari	2.813	6.386
Indebitamento complessivo	25.914	23.418
Patrimonio netto del Gruppo	35.457	34.034
Indebitamento su patrimonio netto	0,7	0,7

Gli investimenti in impianti sono stati pari a 4.679 miliardi di lire e sono così ripartiti:

Miliardi di lire		
	2000	1999
Impianti di produzione	1.104	1.578
Linee di trasporto e stazioni di trasformazione	367	436
Reti di distribuzione	2.630	3.246
Terreni, fabbricati ed altri beni	578	393
TOTALE	4.679	5.653

La contrazione di 974 miliardi di lire rispetto agli investimenti del 1999 è da collegare al completamento degli interventi di adeguamento ambientale del parco termoelettrico, nonché al considerevole contenimento del costo dei componenti conseguito attraverso la semplificazione delle specifiche tecniche, l'allargamento della base dei fornitori e l'innovazione tecnologica.

La spesa per le attività di ricerca, sia di sistema sia applicata, svolte nel 2000 dalle società del Gruppo Enel è stata pari a 240 miliardi di lire (280 miliardi di lire nel 1999).

Al 31 dicembre 2000 i dipendenti del Gruppo (con l'esclusione di quelli di WIND) erano pari a 72.647 unità (78.511 al 31 dicembre 1999), con una riduzione del 7,5% da collegare ai provvedimenti di esodo incentivato.

La liberalizzazione del mercato elettrico

L'anno 2000 ha visto l'avvio del processo di liberalizzazione del mercato, come previsto dal Decreto Bersani. A questo riguardo l'intervento delle varie istituzioni che partecipano a tale processo ha sicuramente influenzato l'andamento economico del Gruppo e il suo assetto con effetti che non hanno ancora terminato di manifestarsi. In particolare l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas ha emanato una serie di provvedimenti non sempre allineati a quelli che erano prevedibili sulla base delle normative esistenti e talora anche con effetti retroattivi come nel caso della delibera del 29 dicembre 2000 relativa alla cosiddetta "rendita idroelettrica". Peraltro, l'Autorità non ha ancora emanato i provvedimenti dovuti in tema di *stranded cost*, né è stato possibile avviare, da parte del Gestore del Mercato, la Borsa dell'energia elettrica, prevista dalla normativa per il 1° gennaio 2001.

Cessione di 15.000 MW di generazione

Nel corso del 2000, nell'ambito del processo di riassetto del settore elettrico ed in particolare in relazione all'obbligo di cessione di almeno 15.000 MW di capacità di generazione imposta al Gruppo Enel dal Decreto Bersani, è stato avviato il processo di dissmissione delle tre società (Elettrogen SpA, Eurogen SpA, Interpower SpA) cui l'Enel SpA ha a suo tempo conferito gli impianti da dismettere, nonché del personale tecnico e di supporto necessario a garantire l'efficienza operativa degli impianti stessi. Nel mese di ottobre 2000, con la nomina degli *advisor* dell'operazione (Credit Suisse First Boston, Lehman Brothers e Merrill Lynch) è iniziato il processo di cessione della società Elettrogen SpA. Tale cessione sarà effettuata in conformità ai requisiti ed alle linee guida di cui al DPCM dell'8 novembre 2000. Tale decreto dispone che enti pubblici ed imprese pubbliche non possano detenere, al momento dell'acquisto, individualmente o complessivamente, più del 30% del capitale sociale della società che effettua l'acquisizione, e che tale limite non possa essere superato per un periodo di cinque anni a partire dal perfezionamento della vendita.

All'invito a manifestare interesse all'acquisto della totalità del capitale sociale di Elettrogen – pubblicato nel mese di ottobre – hanno risposto complessivamente 27 potenziali acquirenti nazionali e internazionali.

Alle Parti selezionate, che nel frattempo hanno sottoscritto un Accordo di Riservatezza, sono stati inviati nella seconda metà di dicembre i documenti di gara sulla base dei quali è stata richiesta la formulazione di un'offerta non vincolante entro la prima metà del mese di febbraio 2001.

La procedura di vendita prevede infatti una prima fase nella quale i potenziali acquirenti devono sottoporre un'offerta non vincolante formulata in base alle informazioni contenute nella documentazione di gara ed una seconda fase in cui le Parti ammesse svolgeranno, entro il mese di aprile 2001, le attività di *due diligence* al termine delle quali saranno invitate a sottoporre un'offerta vincolante e a definire un piano industriale dettagliato. La cessione della partecipazione dovrebbe essere finalizzata entro la prima metà del 2001. A seguire verranno poste in vendita le altre due società.

Gli impianti delle tre società oggetto della vendita hanno una composizione in linea con quelli di Enel Produzione, per quanto concerne le caratteristiche tecniche, il mix dei combustibili utilizzati e la dislocazione geografica degli impianti.

Cessione degli impianti di generazione situati in Valle d'Aosta

Oltre agli impianti compresi nel piano di dismissioni sopra descritto e indipendentemente dagli obblighi di legge, nell'aprile 2000 il Gruppo Enel ha stipulato un accordo con la Regione Valle d'Aosta per la cessione di tutte le centrali idroelettriche situate in tale regione e aventi una potenza efficiente lorda pari a 781 MW, a fronte di un corrispettivo di circa 1.500 miliardi di lire.

Allo stato attuale si è provveduto alla scissione del ramo aziendale relativo all'attività di produzione di energia elettrica nella Regione Valle d'Aosta, con beneficiaria una nuova società, denominata Valgen SpA, interamente posseduta da Enel SpA. I passi successivi, da completarsi entro la prima metà del 2001, consisteranno nel conferimento del ramo d'azienda di cui sopra alla società Geval SpA le cui azioni saranno cedute alla Regione Valle d'Aosta.

Razionalizzazione delle reti distributive delle aree urbane

Allo scopo di razionalizzare l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, il Decreto Bersani prevede il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale.

Nell'ambito delle iniziative poste in essere per ottemperare a quanto previsto dalla citata normativa, nel marzo del 2000 Enel Distribuzione SpA ha ceduto per un controvalore di 22 miliardi di lire alla società ACEGAS SpA (azienda municipalizzata di Trieste) la rete di distribuzione di energia elettrica relativa a 819 clienti finali nel Comune di Trieste. Nel mese di dicembre, sempre Enel Distribuzione ha ceduto alla A.M.P.S. SpA di Parma la rete di distribuzione relativa a tale Comune, rappresentativa di circa 40.000 clienti, per un corrispettivo di 110 miliardi di lire.

Nel corso del 2000 sono stati avviati i negoziati per la cessione della rete elettrica di Enel Distribuzione alle aziende municipalizzate più importanti (AEM Torino, AEM Milano, ACEA Roma, AGSM Verona) che ne hanno fatto richiesta, come previsto dal Decreto Bersani.

Alla scadenza del 30 settembre 2000 AEM Milano, AEM Torino, ACEA Roma e AGSM Verona hanno manifestato l'intenzione di volere avviare formalmente le procedure di arbitrato per la cessione delle reti elettriche come previsto dal citato decreto.

In data 29 marzo 2001 è stato raggiunto l'accordo per la cessione delle reti di Roma e Formello all'ACEA. Per AEM Milano e AEM Torino sono stati nominati i Collegi degli Arbitratori che hanno già ufficialmente iniziato i lavori per la definizione delle modalità e del prezzo di cessione.

AEM Milano, ACEA Roma, ACEGAS Trieste, META Modena e ASM Brescia hanno inoltre presentato, entro il 31 marzo 2000, richiesta al Ministero dell'Industria per estendere la procedura di aggregazione delle reti di distribuzione anche ad alcuni Comuni limitrofi, sulla base della propria interpretazione del comma 5, art. 9 del citato decreto. Interpretazione che Enel non condivide.

Sono state inoltre avviate trattative di cessione o di acquisizione a livello territoriale con la totalità delle aziende interessate alla razionalizzazione della rete di distribuzione sulla base del già citato Decreto Bersani. Tali trattative hanno portato alla stesura di alcuni accordi di cessione o acquisizione, mentre altri casi o sono in via di definizione o per essi le trattative sono ancora in corso.

Relativamente alla Regione Autonoma Valle d'Aosta ed alle Province autonome di Trento e Bolzano, il decreto ha rinviato l'attività di razionalizzazione a specifiche norme di attuazione per il coordinamento con i rispettivi ordinamenti statutari.

Per le Province di Trento e Bolzano la norma attuativa è stata emanata nel novembre 1999 ed Enel Distribuzione SpA ha da tempo avviato contatti formali con le Province stesse per la cessione delle reti elettriche di distribuzione site nel loro territorio.

In linea con gli impegni assunti dall'Enel SpA nell'accordo quadro stipulato con la Regione Autonoma Valle d'Aosta e la Finanziaria Regionale Valle D'Aosta, in data 1° dicembre

2000 è stata realizzata la scissione del ramo d'azienda avente per oggetto l'esercizio dell'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica nella Regione Valle d'Aosta, con beneficiaria la neocostituita Valdis SpA, interamente posseduta da Enel SpA. Obiettivo ultimo del sopra richiamato accordo quadro è la realizzazione di iniziative comuni tra le parti nel settore della distribuzione e vendita di energia elettrica nella Regione Valle d'Aosta, tramite una società già costituita (Deval SpA) partecipata da Enel SpA e dalla Regione Valle d'Aosta, nella quale verranno conferite le attività e passività della Valdis SpA.

Stranded cost

Gli *stranded cost* sono i costi derivanti da impegni contrattuali e decisioni di investimento che le imprese elettriche hanno preso anche a seguito delle scelte governative di politica economica quando il mercato elettrico non era concorrenziale e che si sarebbero potuti recuperare in regime di monopolio, ma che non sono recuperabili in regime di concorrenza.

La definizione dei criteri di ammissibilità e delle modalità di reintegrazione è stata effettuata con decreto del 26 gennaio 2000 emanato dal Ministro dell'Industria, di concerto con quello del Tesoro, su proposta dell'Autorità.

Secondo il decreto, sono riconosciuti come *stranded cost* gli oneri derivanti da investimenti sostenuti prima del 19 febbraio 1997 o relativi ad obblighi contrattuali assunti prima di tale data, riguardanti impianti di produzione attualmente in servizio, con esclusione di quelli che beneficiano di trattamenti previsti da specifici provvedimenti, quali ad esempio il Provvedimento CIP n. 6/92. La reintegrazione dei costi è prevista in sette anni, dal 2000 al 2006, sulla base dei ricavi riconosciuti dall'Autorità per ciascun impianto. Durante il periodo di recupero, l'Autorità deve confrontare tali ricavi con la quota del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica destinata alla copertura dei costi fissi. La differenza (determinata per l'insieme degli impianti di ogni impresa elettrica) sarà recuperata come *stranded cost* se positiva o rimborsata, se negativa, con compensazioni tra i vari esercizi. Sono altresì riconosciuti come *stranded cost* i maggiori oneri relativi alla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale importato dalla Nigeria, che sono recuperati in un periodo di dieci anni a partire dal 2000.

Il decreto stabilisce un ammontare massimo degli *stranded cost* pari a 15.000 miliardi di lire. La Commissione Europea, per assicurare il rispetto della Direttiva sul mercato interno dell'elettricità e la normativa sugli aiuti di Stato, dovrà approvare il piano di recupero degli *stranded cost* presentato dal Governo italiano.

Il 3 agosto 2000 l'Autorità ha pubblicato una nota informativa sugli oneri generali afferenti al sistema elettrico contenente "elementi informativi" sui criteri che l'Autorità stessa intende seguire ai fini della determinazione dei parametri atti a consentire la quantificazione degli *stranded cost*.

In merito all'attuazione del citato decreto del 26 gennaio 2000, si evidenzia che l'Autorità non ha comunque ancora fissato in via definitiva i parametri necessari per la quantificazione degli *stranded cost*. Non sono ancora stati determinati né i ricavi riconosciuti per impianto, né il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale.

Inoltre, non sono stati ancora definiti i valori dei maggiori costi connessi ai citati impegni contrattuali di importazione del gas nigeriano. Pertanto Enel non ha potuto imputare al conto economico dell'esercizio alcun ammontare a reintegro dei maggiori costi sostenuti nell'anno 2000. Sulla base della prudente interpretazione dei meccanismi di applicazione previsti dall'Autorità in merito agli *stranded cost* Enel avrebbe diritto a rimborsi per circa 270 miliardi di lire.

La "rendita idroelettrica"

L'Autorità ha stabilito che i produttori di energia elettrica da fonti idroelettriche e geotermiche siano tenuti a corrispondere una maggiorazione al Gestore della Rete per la trasmissione dell'elettricità da loro prodotta. La maggiorazione è motivata dal vantaggio che l'applicazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, comprendente la componente relativa ai costi variabili, darebbe alla produzione geotermica e a quella idroelettrica, che non sopportano costi di combustibile. Questa maggiorazione andrà a mitigare l'impatto sul prezzo dell'energia degli oneri generali afferenti al sistema elettrico, nei limiti previsti dal decreto del Ministero dell'Industria 26 gennaio 2000.

La maggiorazione dei corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici è stata definita con le Deliberazioni n. 231/00 e n. 232/00 emanate dall'Autorità il 20 dicembre 2000.

Per l'anno 2000 detta maggiorazione è stata definita sulla base del costo unitario variabile riconosciuto dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici, così come previsto dal decreto del 26 gennaio 2000.

Nel 2001 e 2002 la maggiorazione ammonta al 75% della differenza fra il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica ceduta sul mercato nazionale (in futuro quello che scaturirà dalla Borsa dell'Energia), e la componente del prezzo all'ingrosso a copertura dei costi fissi di produzione fissata dall'Autorità con Delibera n. 238/00 del 28 dicembre 2000. Tale percentuale scenderà al 50% negli anni 2003 e 2004, ed al 25% negli anni 2005 e 2006. Oltre tale anno la maggiorazione sarà eliminata.

L'onere per il Gruppo Enel relativo all'esercizio 2000 è stato pari a circa 260 miliardi di lire.

Ampliamento e regolamentazione della domanda e dell'offerta sul mercato libero

Il processo di liberalizzazione del mercato elettrico sul lato della domanda, secondo il Decreto Bersani, prevede che dal 1° gennaio 2000 la qualifica di cliente idoneo possa essere acquisita da chi registra consumi superiori a 20 milioni di kWh annui (9 milioni dal 2002). A gennaio 2001 la Camera dei Deputati ha approvato un disegno di legge presentato dal Governo, trasmesso al Senato per la convalida, che prevede la riduzione della soglia di idoneità a 0,1 milioni di kWh a partire dal novantesimo giorno successivo alla completa dismissione da parte dell'Enel dei previsti 15.000 MW di capacità produttiva.

Nel 2000 sono entrate in vigore le disposizioni in tema di importazioni di energia elettrica emanate dall'Autorità nel 1999. Per quanto riguarda il mercato libero, per il 2000 è stato disposto un limite di importazione per ciascun soggetto pari al 20% del totale della capacità di interconnessione (esclusa quella coperta da contratti a lungo termine in essere al 19 febbraio 1997, riservata al mercato vincolato) o del 15%, in caso la richiesta di importazione dal singolo Paese superi la capacità di interconnessione con lo stesso Paese.

Nel corso dell'anno 2000 l'Autorità (con Deliberazione 140/00 del 3 agosto 2000) ha posto nuovi limiti all'utilizzo della rete italiana per il 2001 da parte degli importatori di energia elettrica ed ha stabilito che l'assegnazione dei volumi massimi di energia elettrica debba avvenire per il tramite di procedure d'asta per l'acquisto di energia. Il TAR della Lombardia ha tuttavia sospeso l'efficacia di tale provvedimento e, di conseguenza, è stata sospesa anche ogni procedura d'asta. Avverso a tale decisione, il Gestore della Rete ha proposto ricorso al Consiglio di Stato. In data 1° dicembre 2000, il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso, confermando la sospensione della deliberazione dell'Autorità. Quest'ultima, con Deliberazione n. 219/00 del 6 dicembre 2000, ha provveduto pertanto a definire le nuove regole che riducono ulteriormente le soglie di importazione per ciascun operatore, definendo inoltre un meccanismo di assegnazione pro rata della capacità di trasporto sulle frontiere che prevede l'accoglimento di tutte le domande, con riparto proporzionale fino a rientrare nei limiti della capacità disponibile.

Sul versante dell'offerta, come previsto dal Decreto Bersani, nel novembre 2000 il Ministro

dell'Industria ha stabilito che a partire dal gennaio 2001 tutti i contratti di acquisto di energia elettrica ai sensi del Provvedimento CIP n. 6/92, che fino al 2000 venivano riservati ai clienti vincolati, siano trasferiti al Gestore della Rete, il quale renderà tale energia disponibile anche ai clienti idonei per mezzo di meccanismi competitivi.

Con le modalità indicate dalla Delibera dell'Autorità n. 223/00 del 13 dicembre 2000, il Gestore della Rete ha svolto le gare per l'assegnazione di energia per una potenza complessiva di 3.600 MW su base annuale.

Il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

Nel 1999 l'Enel SpA ha costituito la società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA conferendole le attività relative alla gestione della rete. Dal 1° aprile 2000, a seguito del Decreto del Ministro dell'Industria del 21 gennaio 2000, la stessa società ha assunto la titolarità e le funzioni di Gestore della rete di trasmissione nazionale e le relative azioni sono state assegnate a titolo gratuito dall'Enel SpA al Ministero del Tesoro.

L'Autorità, con Deliberazione n. 52/00 del 9 marzo 2000, ha emanato le regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette. Con la Deliberazione n. 138/99, essa ha inoltre impartito al Gestore le regole tecniche per la misurazione dell'energia elettrica e della continuità del servizio.

Il vettoriamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale è regolato secondo lo schema di "contratto tipo" approvato dall'Autorità con Deliberazione n. 119/00 del 12 luglio 2000. I corrispettivi per l'accesso e per l'uso della rete di trasmissione nazionale sono stati adeguati dal 1° luglio 2000 mediante la Deliberazione n. 108/00 del 15 giugno 2000 e aggiornati per il 2001 mediante la Deliberazione n. 239/00 del 28 dicembre 2000. Una quota di tali corrispettivi è riconosciuta al Gestore per il finanziamento delle sue attività. Tale quota è pari, dal 1° aprile al 31 dicembre 2000, a lire 0,50 per ogni kWh vettoriato, ed a lire 0,60 per kWh per il 2001.

Eventi attesi nel 2001

Il Decreto Bersani prevedeva l'entrata in funzione, all'inizio del 2001, di due importanti operatori della nuova struttura del mercato elettrico, l'Acquirente Unico ed il Gestore del Mercato, che invece non sono ancora operativi.

Nel novembre del 1999 il Gestore della Rete ha costituito una società per azioni denominata "Acquirente Unico", avente l'obiettivo di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati. All'Acquirente Unico sarà affidato il compito di stipulare e gestire i contratti di fornitura con i produttori e quelli di vendita con i distributori, al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza, economicità ed efficienza del servizio, oltre che di parità nel trattamento, anche tariffario, sulla base degli indirizzi impartiti dal Ministro dell'Industria. La data in cui l'Acquirente Unico assumerà le proprie funzioni verrà stabilita con provvedimento del Ministro dell'Industria. Fino a tale data, l'Enel provvederà alla fornitura ai distributori sulla base dei contratti vigenti e delle attuali modalità.

Il Ministro dell'Industria, sentita l'Autorità, potrà autorizzare il Gestore della Rete a cedere quote azionarie dell'Acquirente Unico a soggetti che, in forma singola o associata, rappresentino componenti significative delle attività di distribuzione dell'energia elettrica. Detti soggetti non potranno possedere, direttamente o indirettamente, quote superiori al 10% del capitale sociale dell'Acquirente Unico e il Gestore della Rete dovrà mantenere in ogni caso la maggioranza del capitale.

Nel 2000 il Gestore della Rete, ai sensi del Decreto Bersani, ha costituito una società per azioni denominata "Gestore del Mercato", cui è affidata la gestione economica del mercato elettrico. Il Gestore del Mercato organizzerà il mercato elettrico secondo criteri di

neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra produttori, assicurando altresì un'adeguata disponibilità della riserva di potenza, cioè la disponibilità di impianti di produzione in grado di coprire domande di potenza integrative o suppletive. A tal fine, il Gestore del Mercato ha predisposto il Regolamento del mercato elettrico e lo ha presentato il 21 novembre 2000 al Ministro dell'Industria per la relativa approvazione, sentita l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Il Gestore del Mercato ha il compito di gestire le offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi (Borsa dell'Energia Elettrica). L'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari sarà determinato secondo il criterio "di merito economico" del dispacciamento.

Il Gestore del Mercato ritiene che la nuova disciplina potrà essere operativa entro sei-otto mesi dall'emanazione del Decreto del Ministro dell'Industria di approvazione del Regolamento. L'Autorità, su richiesta dei clienti idonei interessati e previo parere conforme del Gestore della Rete, potrà autorizzare la conclusione di contratti bilaterali tra i clienti idonei e i produttori, in deroga al sistema del dispacciamento "di merito economico".

Quadro normativo tariffario

Dal 1° gennaio 2000 è entrato in vigore il nuovo ordinamento tariffario della fornitura di servizi elettrici a clienti vincolati, definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas a fine 1999. Nel nuovo ordinamento tariffario le tariffe devono consentire 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.

Le tariffe per i clienti domestici sono stabilite direttamente dall'Autorità, mentre quelle per le altre categorie del mercato vincolato sono definite dai distributori, nel rispetto dei vincoli stabiliti e previa autorizzazione dell'Autorità. L'Autorità ha inoltre stabilito dei "vincoli tariffari" ai ricavi per ciascuna categoria di clienti. L'apposita deliberazione prevede il confronto tra i ricavi fatturati nell'anno a ciascuna categoria (ricavi effettivi) e l'ammontare massimo di ricavi "ammessi", risultanti dall'applicazione di parametri (lire/cliente e lire/kWh) definiti dall'Autorità stessa.

Se il limite dei "ricavi ammessi" è superato di un importo pari o inferiore al 5%, il distributore dovrà applicare una proporzionale riduzione delle tariffe nell'anno successivo. Qualora il limite sia superato di un importo maggiore del 5%, ogni singolo consumatore avrà diritto ad un rimborso pari all'eccesso di ricavi ottenuto dal distributore (oltre ad un bonus addizionale). All'interno dei sopra menzionati vincoli, ogni distributore è libero di stabilire le proprie tariffe ai clienti, nel rispetto del "codice di condotta commerciale" e dei criteri di trasparenza.

L'applicazione del nuovo sistema tariffario è stata preceduta da un periodo di transizione (dal 1° gennaio al 30 giugno 2000) durante il quale l'Autorità ha disposto per tutte le tariffe del mercato vincolato il mantenimento della struttura tariffaria in vigore alla fine del 1999, con una riduzione generalizzata articolata per livelli di tensione.

Dal 1° luglio 2000 sono entrate in vigore le opzioni tariffarie base elaborate dalle imprese elettriche. Enel Distribuzione SpA ha applicato nel 2° semestre 2000 le opzioni tariffarie in linea con quanto richiesto dall'Autorità per le forniture per illuminazione pubblica. Per le restanti tipologie di utenza, Enel Distribuzione SpA ha continuato ad applicare le condizioni in vigore al 30 giugno 2000, ad eccezione delle tariffe delle forniture "altri usi" in bassa tensione. Per queste ultime sono stati applicati i corrispettivi in vigore al 30 giugno 2000, ridotti dell'8% al fine di rispettare il vincolo "V1" (tetto massimo dei ricavi tariffari).

L'impatto del nuovo sistema tariffario previsto dall'Autorità per l'anno 2000 è stato pari ad una riduzione media della componente tariffaria relativa ai costi fissi (escluso quindi il costo dei combustibili) del 10,7%. Tale riduzione dei ricavi è stata mitigata dal contributo transitorio di 6 lire/kWh relativo alla produzione di energia destinata al mercato vincolato.

Nel corso del 2000 il costo unitario variabile riconosciuto per l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili fossili commerciali, fissato bimestralmente, è passato da 58,102 lire/kWh del periodo novembre-dicembre 1999 a 92,069 lire/kWh dei mesi di novembre-dicembre 2000 con un aumento del contributo medio, rispetto alla fine del 1999, di 34 lire/kWh (+58,5%).

L'introduzione della riforma tariffaria è stata minacciata dal ricorso proposto da alcune aziende elettriche degli enti locali avverso alla relativa deliberazione emanata dall'Autorità. Nel mese di novembre 2000, il TAR Lombardia ha annullato il provvedimento con il quale l'Autorità ha istituito il nuovo sistema tariffario in vigore dal 1° gennaio 2000. L'Autorità ha impugnato il provvedimento del TAR Lombardia davanti al Consiglio di Stato. Quest'ultimo ha accolto l'istanza di sospensione del provvedimento del TAR avanzata dall'Autorità per la parte relativa all'applicazione dell'ordinamento tariffario che trova quindi esecuzione fino alla decisione del merito.

Con riferimento alle tariffe per l'anno 2001, nel mese di settembre 2000 l'Enel Distribuzione SpA ha inviato all'Autorità una proposta in linea con i vincoli imposti ed ha ottenuto la relativa approvazione. La nuova struttura dei prezzi dell'energia elettrica presenta novità sostanziali nell'articolazione delle tariffe che, oltre a tendere automaticamente ad una ottimizzazione (decrementi in base ai consumi), sono flessibili per rispondere alle esigenze di clienti caratterizzati da prelievi molto variabili nel corso dell'anno. Oltre alle opzioni tariffarie base, l'Enel Distribuzione SpA ha offerto alla sua clientela anche opzioni tariffarie speciali, riservate ai clienti non domestici in alternativa a quelle base, e opzioni ulteriori, rivolte all'utenza domestica in alternativa a quelle stabilite dall'Autorità.

In materia di vettoriamenti al libero mercato la Deliberazione n. 108/99 del 15 giugno 2000 ha adeguato i corrispettivi di vettoriamento, allineandoli alle tariffe di fornitura dell'energia al mercato vincolato. La Deliberazione n. 119/00 del 12 luglio 2000 ha definito il contratto di vettoriamento tipo; tale documento ha fissato inoltre un periodo di avviamento della durata di un anno, durante il quale i corrispettivi per superi di potenza previsti dalla Deliberazione n. 13/99 sono dovuti in misura ridotta. Tale deliberazione ha infine eliminato il corrispettivo di misura dovuto dai richiedenti il servizio di vettoriamento ai distributori qualora nel punto di riconsegna dell'energia elettrica non sia installato un misuratore idoneo. Infine la Deliberazione n. 239/00 del 28 dicembre 2000 ha definito i corrispettivi di vettoriamento per l'anno 2001.

Linee strategiche

Il Gruppo Enel proseguirà nel processo di riposizionamento del proprio *business*, per contrastare efficacemente gli sviluppi attesi nell'ambito competitivo, trasformando in opportunità il ridimensionamento del mercato regolamentato, gravato da un incerto quadro normativo su modalità, tempi e fasi del processo di liberalizzazione, nonché il rischio di ulteriori vincoli *antitrust*.

Sul fronte interno il modello organizzativo di imprese a rete, delineatosi attraverso il processo di societizzazione, rafforzerà le capacità innovative sul mercato e la redditività dei singoli settori operativi dedicati a compiti e *business* specifici. Il Gruppo si allineerà in pochi anni alla *best practice* internazionale, attraverso azioni volte a:

- razionalizzare i costi operativi e ricercare nuove aree di miglioramento dei livelli d'efficienza, favorendo lo sviluppo tecnologico;
- sviluppare competenze ed attività allineate all'evoluzione del mercato;
- ottimizzare le spese d'investimento e quelle di manutenzione;
- sviluppare iniziative volte alla fidelizzazione del cliente.

L'attenzione nei *business* regolamentati verso politiche di contenimento dei costi e di miglioramento della qualità, con l'obiettivo di raggiungere risultati anche migliori di quelli richiesti dal regolatore, si affiancherà, nei *business* liberi, ad una strategia di sviluppo delle infrastrutture e di diversificazione, in un'ottica *multiutility/multiservice*, oltre che di espansione internazionale. La penetrazione nei mercati esteri costituisce, in particolare, un'opportunità per tutte le società del Gruppo di valorizzare *asset* e competenze disponibili; la posizione raggiunta da Enelpower a livello internazionale sul difficile e competitivo mercato dell'ingegneria e costruzioni ne è la prima tangibile conferma.

Nell'area della generazione i piani d'investimento sono concentrati sull'obiettivo di spostare l'attuale mix del parco produttivo termoelettrico verso impianti a più elevato rendimento e minore impatto ambientale, basati principalmente sulle nuove tecnologie dei Cicli Combinati a gas naturale (CCGT) che consentono rendimenti termici superiori al 50%. A tale riguardo è stato avviato un programma di conversione di numerose centrali convenzionali, destinate a rimanere nel Gruppo, in centrali a ciclo combinato per una potenza efficiente lorda di circa 4.600 MW con un investimento previsto nei prossimi cinque anni pari a circa 2.500 miliardi di lire.

Nell'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica la qualità del servizio ai clienti vincolati rappresenta una componente rilevante della strategia commerciale del Gruppo Enel. Per concretizzare tale indirizzo sono stati avviati due progetti di notevole portata:

- il "Contact Center";
- il "Contatore elettronico".

Enel Distribuzione sta ristrutturando il sistema di assistenza telefonica ai clienti, concentrando gli attuali 74 *call center* locali in un sistema unificato ("Contact Center") contattabile attraverso un unico numero telefonico e in grado di offrire un'ampia gamma di servizi. L'offerta commerciale sarà inoltre completata da un'area *self-service* disponibile sul portale Internet, da circa 700 punti "Enel in WIND" (attraverso la rete di distribuzione e vendita di WIND) e da circa 150 punti gestiti direttamente da Enel Distribuzione. Il nuovo sistema di contatori elettronici consentirà di eseguire dalle sedi centrali e senza necessità di accesso presso il cliente la misurazione del consumo e numerosi interventi tecnici quali attivazioni, disattivazioni e variazioni delle potenze di fornitura, con positive ricadute in termini di razionalizzazione dell'attività e di qualità nel servizio alla clientela.

Sul fronte dello sviluppo di una strategia di diversificazione in un'ottica di *multiutility/multiservice*, il 2001 costituirà l'anno in cui si realizzerà una prima significativa crescita sul fronte dei ricavi e del *market share* oltre che su quello dei margini.

Nelle telecomunicazioni, il completamento dell'acquisizione di Infostrada, avvenuto nel marzo 2001, rappresenta un'opportunità unica ed irripetibile nelle attuali condizioni di mercato per creare con WIND il solo e vero concorrente dell'operatore nazionale dominante nelle attività fisso e mobile e nelle attività Internet, divenendo uno dei primi operatori a livello europeo. L'aggregazione tra WIND e Infostrada consente, tra l'altro, di creare la seconda rete operativa nazionale di telecomunicazioni per dimensioni.

L'obiettivo di breve periodo è di pervenire ad una completa integrazione operativa e gestionale di WIND e Infostrada, tra loro complementari in numerose aree, realizzando importanti sinergie di investimento, di rete e di commercializzazione nei segmenti delle attività tipiche di telecomunicazione su rete fissa e mobile in via integrata, oltre alla fornitura di capacità di trasmissione e di connessione ad Internet.

Allo stato, sulla base delle intese intercorse con France Télécom (socio di Enel SpA in WIND e partner strategico nelle telecomunicazioni) è previsto il collocamento, anche per il tramite di un aumento di capitale, delle azioni dell'entità risultante dall'integrazione di WIND ed Infostrada ("New WIND") e la relativa quotazione nei tempi più brevi possibili in funzione anche delle condizioni di mercato.

Con il collocamento di "New WIND" il Gruppo Enel avrà un sostanziale beneficio in termini di riduzione dell'indebitamento generato dall'acquisizione.

Nel settore della distribuzione e vendita del gas, dopo l'acquisizione di Colombo Gas e Camigas è proseguita con notevole intensità l'attività di selezione e individuazione di aziende distributrici da acquisire che ha condotto, nel periodo novembre 2000 – gennaio 2001, alla stipula di accordi per l'acquisto di nuovi distributori che coprono l'intero territorio nazionale e consentono al Gruppo Enel di assumere un ruolo primario nell'ambito del settore.

Una volta finalizzate le suddette acquisizioni il Gruppo disporrà di una base pari a circa 400.000 clienti in 310 Comuni, con un volume di vendite di circa 800 milioni di m³ di gas. L'obiettivo strategico per il 2005 prevede un volume di distribuzione di circa 3,5 miliardi di m³ a circa 2 milioni di clienti residenziali e industriali. A tal fine è prevista una rapida crescita, soprattutto nel biennio 2001/2002, attraverso l'acquisizione di ulteriori distributori locali, prevalentemente nelle aree in grado di assicurare una significativa sovrapposizione con le attività di distribuzione di energia elettrica; la fornitura di gas associata a quella dell'energia elettrica offrirà infatti la possibilità di ottenere sinergie di costo significative, sia per quanto riguarda la gestione congiunta e coordinata di infrastrutture, sia per quanto riguarda la gestione integrata del *front-end* e del *customer care*. Enel Trade svilupperà inoltre la propria offerta di gas e di altri servizi ai clienti industriali.

Nella realizzazione e gestione di sistemi idrici, Enel.Hydro svilupperà la propria presenza nel campo della captazione, adduzione e distribuzione delle acque attraverso l'acquisizione di operatori di settore, tra cui l'Acquedotto Pugliese, e la costituzione di società di scopo, con l'obiettivo di diventare già nel 2001 uno dei principali *player* nazionali.

Notevole attenzione sarà inoltre dedicata ai progetti innovativi ed allo sviluppo dei nuovi *business* quali:

- la creazione di punti commerciali “Enel in WIND” e “WIND in Enel”, l’installazione sulla rete elettrica delle antenne BTS e delle linee in fibra ottica, lo sviluppo della *Power Line Communication* (PLC) di Enel.it e l’installazione delle *Web Tower* So.l.e. Tali progetti consentiranno di sviluppare ed integrare l’offerta, la base clienti e le infrastrutture di accesso al cliente;
- lo sviluppo dei servizi di gestione, manutenzione, progettazione e costruzione di impianti, attraverso la società Enel.si SpA. L’obiettivo di tale società è quello di diventare già dal 2001 un primario operatore sia attraverso la struttura commerciale diretta che sviluppando la rete di *franchising*;
- lo sviluppo delle attività di ingegneria e costruzioni all’estero di impianti di produzione di energia elettrica attraverso la società Enelpower SpA che si pone anche come potenziale operatore in mercati che registrano una forte crescita dei consumi;
- lo sviluppo del commercio elettronico nei settori del *business to business* e del *business to consumer*. Sarà quindi possibile valorizzare nuove opportunità di *business web-based* introducendo nuovi servizi a valore aggiunto e ridurre i costi dei processi aziendali;
- l’*e-procurement* come strumento di approvvigionamento dei prodotti attraverso la realizzazione di un *market place* accessibile anche a terzi.

Nel corso del 2000 Enel si è dotata delle strutture necessarie a realizzare investimenti in progetti innovativi nei settori *utility* (*power technology*, *remote customer management*, *stabilizing devices*, *energy management* ecc.) e *infocom* (applicazioni, piattaforme, infrastrutture, tecnologie di accesso e new media) secondo un modello di *corporate venture capital*, con lo scopo di generare sia significative ricadute industriali sia ritorni finanziari per il Gruppo.

L’iniziativa ha previsto la costituzione da parte di Enel di due società denominate WEBiz Holding BV e WEBiz 3 NV, quest’ultima completamente posseduta dalla prima, deputate alla realizzazione di tali investimenti.

Le risorse finanziarie dedicate a questo tipo di attività ammonteranno a circa 1.000 miliardi di lire; al 31 dicembre 2000 sono già stati effettuati investimenti per 71 miliardi di lire.

Progetto Euro

Nel corso dell'anno 2000 sono proseguite le azioni, già iniziate negli anni precedenti, tendenti a predisporre il passaggio all'euro, da realizzarsi alla metà del 2001.

È stato istituito un *team* di coordinamento e controllo per le attività euro del Gruppo Enel e, all'interno di esso, è stata individuata anche una specifica responsabilità per il coordinamento delle attività di comunicazione (interna ed esterna) e di formazione, cui dovranno seguire nel 2001, adeguati programmi realizzativi.

Sul fronte esterno sono stati presi contatti con i soggetti che svolgono un ruolo istituzionale di indirizzo e controllo verso l'Enel in generale (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas) o sull'euro in particolare (Comitato Euro istituito presso il Ministero del Tesoro), presentando loro l'approccio dell'Enel all'euro ed in particolare la nuova bolletta, coinvolgendo su quest'ultimo aspetto anche le Associazioni delle categorie economiche e professionali più rappresentative (Confartigianato, Confindustria, Confcommercio ecc.).

La necessità di integrazione funzionale con il mondo esterno ha richiesto contatti, oltre che con i fornitori più ricorrenti, anche con Poste e Banche, con le quali sono ancora da perfezionare alcuni aspetti del reciproco rapporto.

L'insieme delle attività sopradescritte ha richiesto la mobilitazione sia di risorse interne che di risorse esterne, in particolare per la realizzazione degli adeguamenti dei sistemi informatici, che ha determinato nel 2000 costi complessivi pari a 5 miliardi di lire iscritti nel conto economico di esercizio, rispetto ad una spesa totale dell'intero progetto stimata in circa 20 miliardi di lire.

Tenendo conto della flessibilità consentita nel periodo di transizione (dal 1° gennaio 1999 al 31 dicembre 2001) ed allo stato attuale delle conoscenze, non si prevede di dover affrontare problemi operativi particolari, avendo stabilito, tra l'altro, l'obiettivo di redigere il bilancio in euro a partire dall'anno 2001, in anticipo rispetto agli obblighi legislativi.

Riguardo la conversione del capitale sociale la maggior parte delle società del Gruppo ha provveduto a deliberare la ridenominazione del capitale sociale in euro, in assemblea straordinaria, in occasione dell'approvazione del Bilancio e della Relazione sulla gestione al 31 dicembre 2000. Enel SpA proporrà la conversione in euro del proprio capitale all'Assemblea di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2000.

Per la conversione sarà adottata la cosiddetta procedura "ordinaria", prevista dall'art. 17, comma 6 del D.Lgs. 24 giugno 1998 n. 213 (integrato dal D.Lgs. 15 giugno 1999 n. 201), portando il valore delle azioni (mediante arrotondamento per difetto) a 0,50 euro. L'operazione di arrotondamento per difetto comporterà l'imputazione degli importi eccedenti alla "riserva legale".

Si procederà, inoltre, mediante ulteriore delibera dell'Assemblea straordinaria, all'accorpamento di due azioni in una per raggiungere il valore nominale di 1 euro, dimezzando in tal modo il numero delle azioni emesse.

2000

Aree di attività

Risultati economici e dati patrimoniali per area di attività

I dati economici e patrimoniali sotto riportati sono stati ottenuti dalla riclassificazione dei bilanci delle singole società del Gruppo, previa eliminazione delle interferenze di natura fiscale (principalmente rappresentate dalla rilevazione degli ammortamenti aggiuntivi) e armonizzazione con i principi adottati in modo omogeneo nel Gruppo.

Il raggruppamento delle "Altre attività" è analizzato nelle sue principali componenti nell'ambito del relativo capitolo.

Risultati economici per area di attività

Miliardi di lire	Produzione	Trasmissione	Distribuzione e vendita	Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale Gruppo
Ricavi	22.325	1.492	26.920	6.368	18.975	(27.462)	48.618
Costi operativi	14.636	579	20.534	5.457	17.825	(27.348)	31.683
Margine operativo lordo	7.689	913	6.386	911	1.150	(114)	16.935
Ammortam. e accantonam.	3.131	454	3.505	429	206	6	7.731
Risultato operativo	4.558	459	2.881	482	944	(120)	9.204

Dati patrimoniali per area di attività

Miliardi di lire	Produzione	Trasmissione	Distribuzione e vendita	Altre attività	Capogruppo	Elisioni e rettifiche	Totale Gruppo
Immobilizzazioni nette	36.848	7.549	24.175	6.124	36.866	(35.018)	76.544
Capitale circolante netto	1.243	(488)	(5.194)	344	909	166	(3.020)
Capitale investito lordo	38.091	7.061	18.981	6.468	37.775	(34.852)	73.524
Fondi diversi	5.835	841	4.332	569	347	197	12.121
Capitale investito netto	32.256	6.220	14.649	5.899	37.428	(35.049)	61.403