

TAV. 222 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO
(SEGUE) INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**

	FINLANDIA	FRANCIA	GERMANIA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma: giugno 1995; ha anticipato la Direttiva	Progetto di legge del Consiglio dei ministri approvato il 9 dicembre 1998. Approvazione legge prevista in ottobre	Approvazione legge di recepimento: fine aprile 1998
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	103 società di generazione (private e pubbliche) con un operatore dominante: IVO. Regime vigente: autorizzazioni	Autorizzazioni per la capacità già installata (e il mercato vincolato) e aste competitive per la costruzione di nuova capacità. Le prime aste pubbliche per la nuova capacità saranno bandite dopo il 2005	Assetto attuale: 9 utilities verticalmente integrate. Nuovo regime: liberalizzazione e autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	Fingrid gestore unico a livello nazionale e proprietario della trasmissione e del dispacciamento. Società indipendente a capitale misto. Dal gennaio 1998 controlla EL-EX (la borsa elettrica)	Assetto attuale: EdF proprietario e gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento su concessione statale. Progetto di legge: gestore indipendente all'interno di EDF, che rimane proprietaria della rete. Unbundling: gestionale.	Assetto attuale: non esiste gestore unico della rete a livello nazionale bensì 9 diversi proprietari e gestori coordinati attraverso consorzio. Nuovo regime: mantenimento coord. delle reti. Libertà di costruzione di nuove reti.
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Accesso regolato	Accesso negoziato. Le imprese municipali hanno ottenuto lo status di single buyer fino al 2005.
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	EL-EX creata nel 1998; ammessi anche contratti bilaterali di lungo periodo. E' allo studio la fusione tra EL-EX e il NordPool norvegese-svedese	Non previsto	Non previsto
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	Completa liberalizzazione della vendita di elettricità. E' richiesta una autorizzazione per gestire le reti di distribuzione in regime di monopolio	Concessioni comunali per EdF e per i distributori non nazionali già esistenti che potranno accedere alla rete per la quantità di energia necessaria ai loro clienti idonei	Eliminazione dei monopoli regionali della distribuzione, ponendo un limite massimo alla durata delle concessioni. Le imprese municipali hanno chiesto una eliminazione dei monopoli graduale
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Completa apertura a tutti gli utenti (inclusi i distributori)	Le soglie di apertura saranno determinate con successivo decreto. I rivenditori considerati clienti idonei	Completa apertura del mercato a partire dal 1998; adozione "clausola di reciprocità"
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	100%	25,3% (previsione)	100%
SEPARAZIONE TRA GENERAZIONE, PRODUZIONE E VENDITA	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile per generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	E' prevista la privatizzazione del 40% della società di produzione IVO	Non è prevista la privatizzazione del monopolista pubblico EdF	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione	Attualmente: Ministero dell'industria. Proposta di creazione di una Commissione per la regolazione	Ministero affari economici e industria (livello federale e regionale) e Antitrust (federale e regionale)
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione

CONTINUA
↓

TAV. 2.22 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO
[SEGUE] INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**

	INGHILTERRA-GALLES	IRLANDA	OLANDA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma (<i>Energy Act</i>): 1989 in vigore dal 30 aprile 1990. Ha anticipato la Direttiva comunitaria	Proposta di riforma del settore del Ministero dell'Industria: maggio 1997	Approvazione legge di parziale recepimento: agosto 1998
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	I due maggiori produttori controllano ca 50% del mercato. Autorizzazioni rilasciate dall' <i>Offer</i>	Un solo produttore. Proposta: gare per la costruzione di nuova capacità ed autorizzazioni per i produttori indipendenti rilasciate dall'Autorità	4 grandi produttori in via di fusione. Nuovo regime: autorizzazioni
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	<i>National Grid</i> : gestore unico della trasmissione e del dispacciamento su autorizzazione rilasciata dall'Autorità. Società a azionariato diffuso	<i>Electricity Supply Board</i> : attualmente proprietario e gestore della rete di trasmissione. Si propone la creazione di un gestore indipendente responsabile anche del dispacciamento. La proprietà della rete rimarrebbe in capo a <i>ESB</i>	<i>TenneT</i> : Gestore unico della rete di trasmissione e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico al 50% più <i>golden share</i>
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Acquirente unico nel mercato vincolato e regolato nel mercato libero	Accesso regolato
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Il mercato all'ingrosso (<i>Pool Market</i>) è obbligatorio per tutti i generatori. Dispacciamento secondo criterio del <i>merit order</i>	Non previsto	Inizialmente contratti bilaterali di lungo periodo; a gennaio '99 è entrata in funzione la Borsa elettrica: <i>APX</i> (<i>spot e future</i>) sul modello del <i>Nordpool</i>
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	12 monopoli regionali nella distribuzione fino al sett. 1998 per i clienti sotto i 100 kW di potenza installata	Monopolio nella distribuzione. Proposta: istituzione di un acquirente unico con obblighi di servizio pubblico per i consumatori vincolati	Società regionali di distribuzione monopoliste (circa 30) con diritti esclusivi di fornitura ai clienti vincolati
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Dal settembre 1998 apertura totale a tutti i clienti	attualmente solo clienti > 100 GWh; successivamente, rispetto calendario direttiva	Soglie di apertura più accelerate: 1998: > 10 GWh; 2002: > 10 GWh; 2008: completa apertura e adozione "clausola di reciprocità"
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	100%	28%	32%
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Societario per generazione, distribuzione e vendita	Contabile	Separazione societaria tra le attività di distribuzione e vendita non ancora tassativa/normata
PRIVATIZZAZIONE	Società tutte private, tranne gli impianti nucleari di vecchia generazione ancora statali	Non è prevista la privatizzazione dell' <i>Electricity Supply Board</i>	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione: <i>Offer</i> . Dal 1° gennaio 1999 si è fuso con <i>Ofgas</i> , l'Autorità per il settore del gas	Autorità di regolazione: <i>Commission for Electricity Regulation</i>	Ministero per gli affari economici e finanziari: Divisione energia. Istituzione di un'autorità di regolazione
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (selezionati con gara).	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Creazione di un mercato separato per le fonti rinnovabili in cui "certificati verdi" saranno oggetto di scambio

CONTINUA

TAV. 222 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO
(SEQUE) INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**

	PORTOGALLO	SPAGNA	SVEZIA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma: luglio 1996. Ha anticipato la Direttiva	Prima legge di liberalizzazione nel 1994 (Losen), successivamente modificata a fine novembre 1997 che recepisce la direttiva (Ley n. 54 del Sector Eléctrico)	Legge di riforma del settore entrata in vigore il 1° gennaio 1996; non si prevede di modificarla
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	Cppe controllata da Edp Holding controlla 84% del mercato. Due sistemi paralleli: aste per mercato vincolato; autorizzazioni nel mercato libero (contratti bilaterali)	I due maggiori produttori controllano ca 80% del mercato. Autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità rilasciate dal Ministero dell'Energia	I due maggiori generatori coprono il 70% della potenza installata. Autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità rilasciate dall'autorità di regolazione
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	Rede Electrica Nacional: gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento (passante per produttori indipendenti e di merito per il mercato vincolato). Entità giuridica separata controllata da holding Edp	Red Eléctrica de España: gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento. Entità giuridica separata al cui capitale possono partecipare i diversi operatori del sistema (quota max 25%)	Svenska Kraftnat: gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Acquirente unico nel mercato vincolato e regolato nel mercato libero	Accesso regolato	Accesso regolato
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto (nel lungo periodo potrà nascere un mercato spot per gli sbilanciamenti/scambi tra i due sistemi)	Previsto e gestito dall'Operatore del mercato separato societariamente dall'Operatore del sistema: offerte/ domande di energia con Merit Order	Ha aderito al NordPool norvegese, borsa a cui partecipano produttori e acquirenti. E' ancora un mercato residuale, in quanto le transazioni vengono effettuate tramite contratti bilaterali
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	4 società monopoliste regionali nella distribuzione controllate dalla holding Edp	Autorizzazione amministrativa per distribuire in una data "zona elettrica"	Oltre 270 società di distribuzione locali
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Febbraio 99: 40 GWh e distributori per la quota obbligatoria dell'8% del proprio fabbisogno acquistata sul mercato libero	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2007 completa apertura a tutti gli utenti; successivamente rispetto calendario	Completa apertura del mercato già dal 1996
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	25%	42% (entro fine 1999)	100%
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Ristrutturazione di EdP che oggi come holding controlla le società operative nelle varie fasi della filiera	Societario tra generazione e distribuzione (entro 2000) e contabile tra distribuzione e vendita	Societario tra distribuzione e vendita e contabile tra generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	A partire dal giugno 1997 è iniziata la privatizzazione di EdP holding. Attualmente è privata per il 50%	Da ottobre 1997 privatizzazione in tre anni del gruppo Endesa: oggi la società è a controllo pubblico ancora per il 40% circa del capitale	Non è prevista la privatizzazione. Intrecci azionari pubblici/ municipal/ privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione: Erse (Entidade Reguladora Sector Eléctrica) all'interno del Ministero dell'Industria	Autorità di regolazione: CNSE (Comision Nacional del Sistema Eléctrico) e Ministero dell'Industria e dell'Economia	Autorità di regolazione: Nutek, creata nel 1995, al cui interno è competente per la regolazione la Network Authority
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	I piccoli impianti <10MW e i cogeneratori hanno libero accesso alla rete con priorità nel dispacciamento	Priorità nel dispacciamento e premio sul prezzo di generazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

* Non è stata inclusa la Grecia - poiché in base alla Direttiva ha a disposizione un periodo supplementare di recepimento di 1 anno e per il quale, pertanto, non si hanno ancora informazioni definitive - e il Lussemburgo, sia per le modeste dimensioni della domanda, sia per la pressoché totale dipendenza dalla importazioni di energia).

** L'Irlanda e il Belgio hanno a disposizione un tempo supplementare di recepimento della Direttiva pari a 1 anno.

Il problema dei "costi incagliati"

La liberalizzazione del settore elettrico può condurre a situazioni in cui costi connessi a investimenti o a impegni contrattuali assunti in un regime amministrato possono non trovare copertura nel nuovo regime. In questo caso, si fa riferimento all'insorgere di "costi incagliati" noti anche come *stranded cost*, considerando in che misura e in che modo le imprese elettriche che li hanno sostenuti debbano essere compensate.

Pertanto non tutti i costi che non trovano copertura nel regime liberalizzato possono essere considerati come *stranded*. In particolare, due ulteriori condizioni devono essere soddisfatte affinché un costo non recuperabile possa configurarsi come "arenato", nel senso di essere ammesso a compensazione per l'impresa che lo ha sostenuto:

- tale costo avrebbe trovato copertura in assenza di liberalizzazione. Questa condizione impone un nesso di causalità diretta tra il processo di liberalizzazione e l'impossibilità, per l'impresa, di coprire il costo;
- il costo deriva da decisioni di investimenti o impegni contrattuali che trovavano giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque furono imposti all'impresa da interventi di autorità (o comunque da fattori al di fuori del controllo dell'impresa). Questa condizione esclude dal novero dei costi da considerarsi *stranded* quelli, ad esempio, derivanti da inefficienze interne all'impresa.

Una volta individuati quali investimenti o impegni possono dare luogo a *stranded cost*, occorre procedere ad una valutazione dell'entità dell'eventuale compenso da riconoscere all'impresa che li ha incorsi. I metodi utilizzabili per individuare l'ammontare di *stranded cost* vengono di norma ripartiti sulla base della seguente classificazione:

- metodi *top-down*, nell'ambito dei quali l'unità sottoposta ad analisi è l'impresa considerata nell'intero coacervo dei suoi interessi, e metodi *bottom-up*, che studiano l'ammontare di ciascun investimento dell'impresa che può divenire *stranded* (compresi i contratti di materie prime o di energia, le immobilizzazioni dovute ad interventi della regolazione, programmi sociali ed altre assunzioni di responsabilità).

In proposito è comunque opportuno precisare che la quantificazione di tali costi dovrebbe essere effettuata nell'ambito di una più generale analisi dell'impatto sull'impresa del processo di liberalizzazione, in modo da poter verificare l'esistenza di poste (investimenti e impegni assunti) il cui valore sia influenzato positivamente dal processo stesso, da considerarsi partite compensative degli stessi *stranded cost*.

- approcci *ex-ante*, nell'ambito dei quali la valutazione degli *stranded cost* viene effettuata prima che sia avviata l'introduzione di concorrenza nel settore, ed approcci *ex-post*, nei quali si stimano gli oneri dopo che sia stato introdotto un efficace processo competitivo nell'industria.

Rimane peraltro vero che, nella maggior parte dei casi, la capacità per l'impresa di recuperare costi connessi ad investimenti e impegni contrattuali assunti dipende significativamente dalle effettive modalità con cui il processo di liberalizzazione si sviluppa e dal risultante assetto del settore.

- metodi *amministrativi*, che consistono in valutazioni operate attraverso lo sviluppo di modelli di previsione o altre tecniche analitiche e che si riferiscono ad un procedimento negoziale tra l'impresa ed il regolatore, e metodi *di mercato*, che si fondano sulla vendita delle attività e sul confronto tra il ricavato ed il valore contabile.

Per quanto riguarda infine le modalità di riconoscimento degli *stranded cost* le esperienze di riforma realizzate in altri paesi consentono di individuare un numero relativamente elevato di soluzioni:

- misure riguardanti il mercato, rappresentate essenzialmente da interventi in materia di modifiche dell'assetto produttivo del settore elettrico;
- misure sugli ammortamenti, volte ad utilizzare accorgimenti di natura contabile per modificare il modo in cui alcuni costi si manifestano in tariffa;
- misure tariffarie e finanziarie, con le quali si affronta il problema trattando gli *stranded cost* alla stregua di un debito "sommerso" dell'impresa, che viene fatto emergere con l'emissione di titoli di debito dotati di garanzia pubblica, ricorrendo alla tariffa per il finanziamento del servizio del debito (cosiddetta *securitization*);
- misure fiscali, con le quali si fa uso della possibilità di modificare la struttura della tassazione sul settore elettrico.

La Commissione delle Comunità europee e i "costi incagliati"

La Direzione generale XVII della Commissione delle Comunità europee sta preparando un documento contenente le linee guida sui regimi transitori previsti dall'articolo 24 della Direttiva 96/92/CE, nel quale sono indicate cinque tipologie di costo che la Commissione ritiene possano dar origine a *stranded cost*:

- Accordi irrevocabili di acquisto di combustibili e di energia elettrica. Perché tali accordi possano generare *stranded cost* è necessario che: a) siano entrati in vigore prima del febbraio 1997, data di emanazione della Direttiva elettrica; b) siano del tipo *take or pay*, cioè irrevocabili e fondati su una quantità fissa obbligatoria; c) deve esserci un nesso causale diretto ed evidente tra l'entrata in vigore della Direttiva e l'incapacità a rispettare l'impegno. Precisa poi la Commissione che non è sufficiente l'esistenza di un

contratto di tipo *take or pay* perché si generino *stranded cost* da apertura dei mercati e non basta neppure che i prezzi di mercato dei combustibili siano scesi al di sotto del prezzo di lungo termine concordato tra le parti.

- Impegni ad acquistare energia elettrica da produttori che utilizzano fonti rinnovabili o combustibili nazionali, sulla base di quanto previsto dall'articolo 8, paragrafi 3 e 4, della Direttiva 96/92/CE.
- Investimenti imposti alle imprese elettriche e non rientranti nell'ambito delle loro attività abituali.
- Investimenti in attività di generazione di dubbia efficienza economica, fondate su garanzie di utilizzazione nell'ipotesi di esistenza di un mercato vincolato. La Commissione ritiene che nel caso di un investimento non redditizio, la garanzia di impiego potrebbe essere difficilmente mantenuta e un regime transitorio che consenta una liquidazione graduale o un ritiro progressivo della tecnologia non competitiva può aver ragione di esistere. Risulta più spinosa la soluzione dei casi nei quali gli investimenti sono di per sé redditizi, ma sono semplicemente minacciati da una contrazione dei ricavi per effetto della riduzione dei prezzi. In questi casi si lascia la scelta agli Stati membri, nell'ottica dell'applicazione del principio di sussidiarietà.
- Impegni a sostenere oneri futuri per i quali non sono stati fatti appostamenti di bilancio.

La Commissione ritiene che sarebbe preferibile conoscere l'ammontare esatto degli *stranded cost* prima dell'apertura del mercato ed elaborare un programma prestabilito e fisso per la durata del regime transitorio. La Commissione riconosce peraltro che solo in pochi casi una valutazione degli *stranded cost* potrà essere effettuata prima dell'apertura del mercato. La natura *stranded* del costo di un investimento o di un impegno d'acquisto, così come l'ammontare di tali *stranded cost*, dipende dall'ampiezza della riduzione dei costi e dalla rapidità di tale riduzione dopo la liberalizzazione del mercato.

D'altro canto l'adozione di metodi *ex-post* presenta indubbi svantaggi. Se le imprese sono certe di poter disporre in futuro di mezzi sufficienti a coprire *stranded cost* indefiniti, saranno meno inclini ad accrescere la loro redditività o a assicurarsi di vendere l'elettricità a prezzi che riflettono i costi. Nel caso di un regime di recupero *ex-post*, le imprese potrebbero vendere a prezzi di *dumping*, avendo comunque la garanzia che le conseguenze di tale strategia saranno sopportate dal regime. In conclusione, sostiene la Commissione, il calcolo *ex-ante* è più difficile ma ha il grande pregio di stimolare l'efficienza nell'impiego delle risorse e limita il ricorso agli *stranded* come fonte di finanziamento.

Il rischio che gli *stranded cost* possano diventare un'occasione per elargire aiuti di stato è ben presente. La Commissione è così orientata a prendere posizione

sulla compensazione degli *stranded cost* operate dai poteri pubblici caso per caso, tenendo conto di alcuni principi base che fanno riferimento alle modalità di erogazione delle compensazioni, alla loro durata, al loro utilizzo, alle condizioni del beneficiario, agli effetti che producono sulla concorrenza.

I risultati economici e di bilancio delle imprese elettriche

Nella tavola 2.23 si presentano i risultati di bilancio dei principali operatori del settore elettrico registrati nell'ultimo esercizio disponibile, 1998 per l'Enel e primo semestre 1998 per gli altri operatori, confrontati con gli esercizi precedenti.

La valutazione dei risultati reddituali e finanziari per il settore elettrico incontra alcune difficoltà metodologiche relative all'esistenza di imprese integrate verticalmente nelle diverse fasi di attività della filiera, non ancora obbligate alla separazione contabile. La *performance* delle varie fasi è influenzata da fattori strutturali di natura non omogenea: sarebbe pertanto poco significativo confrontare la redditività delle imprese della fase della generazione, caratterizzata da una modesta intensità di lavoro con quella della distribuzione, dove i costi del personale hanno una maggiore incidenza.

Per quanto riguarda l'Enel, il fatturato negli ultimi tre esercizi è aumentato complessivamente del 2,7 per cento. La redditività sul capitale (rapporto tra utile netto e capitale netto, *return on equity*: Roe) è aumentata, passando dal 4,8 per cento del 1996 al 12,5 per cento del 1998, favorendo un miglioramento della gestione operativa e di quella finanziaria. La redditività operativa (rapporto tra utile operativo e capitale investito, *return on investments*: Roi) è, infatti, passata dall'11,5 per cento del 1996 al 12,6 per cento del 1998, mentre la redditività delle vendite (rapporto tra utile operativo e ricavi da vendita, *return on sales*: Ros) è aumentata di circa il 13 per cento nello stesso periodo mostrando un valore di 25,5 per cento nel 1998.

Nel triennio, l'incidenza degli oneri finanziari sul fatturato è passata dal 6,8 al 3,8 per cento, anche grazie alla riduzione del grado di indebitamento, che è sceso dal 47,3 al 32,2 per cento.

Il grado di capitalizzazione migliora in rapporto sia al capitale investito – il *leverage* (rapporto tra capitale investito e patrimonio netto) passa da 2,7 nel 1996 a 2,3 nel 1998 – sia all'indebitamento, con un rapporto *debt/equity* (rapporto tra indebitamento e patrimonio netto) che nel 1998 si riduce a 0,7 rispetto all'1,3 del 1996.

Gli investimenti risultano in calo, attestandosi su un valore di 5.811 miliardi, inferiore del 21 per cento a quello del 1996.

TAV. 2.21 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI
DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE**
Confronto 1998/96

A) ENEL Spa	BILANCIO AL 31/12/98			BILANCIO AL 31/12/97 MILIARDI DI LIRE
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 98/97	VAR. % 98/96	
DATI ECONOMICI				
FATTURATO (ricavi da vendita)	37.744	0,1	2,7	37.707
VALORE AGGIUNTO	24.516	4,8	2,0	23.384
COSTO DEL PERSONALE	7.930	-8,3	-15,4	8.650
MARGINE OPERATIVO LORDO	16.586	12,6	13,1	14.734
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	6.957	16,1	9,5	5.990
RISULTATO OPERATIVO	9.629	10,1	15,9	8.745
ONERI FINANZIARI NETTI	1.471	-32,7	-41,6	2.186
RISULTATO NETTO	2.072	112,2	62,9	976
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):				
ROE	12,5	239,8	162,9	3,7
ROI	12,6	1,6	10,3	12,4
ROS	25,5	10,0	12,9	23,2
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	93,4	-5,6	-6,5	98,9
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI				
PATRIMONIO NETTO *	33.363	25,7	24,7	26.536
DEBITI FINANZIARI NETTI	24.547	-24,9	-28,5	32.666
CAPITALE INVESTITO *	76.189	8,4	5,0	70.288
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI				
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	2,3	-13,8	-15,8	2,6
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO	0,7	-40,2	-42,7	1,2
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,3	-30,7	-31,9	0,5
DATI TECNICI				
ADDETTI (numero)	84.938	-2,9	-9,5	87.467
ENERGIA VENDUTA (GWh)	224.781	2,6	4,9	219.092
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	5.811	-9,8	-20,9	6.440
UTENTI * (migliaia)	29.157	-99,9	1,5	29.032

CONTINUA
↓

* dati al 30/6/1999

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

**TAV. 2.23 PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI
(SEQUE) DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

B) EDISON Spa	BILANCIO AL 30/6/98		BILANCIO AL 31/12/97		
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 1° sem. 98/ 1° sem. 97	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 97/96	VAR. % 97/95
DATI ECONOMICI					
FATTURATO (ricavi da vendita)*	1.256	-1,3	2.327	43,2	114,9
VALORE AGGIUNTO	671	-7,0	1.460	-25,3	78,7
COSTO DEL PERSONALE	69,9	-0,3	143	19,2	35,6
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	183	35,6	294	6,4	-24,3
RISULTATO OPERATIVO	418	-19,0	963	54,8	212,7
ONERI FINANZIARI NETTI	17	-55,1	67	93,3	16,8
RISULTATO NETTO	214	-17,4	786	8,9	50,4
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):					
ROE	7,2	-23,2	13,9	-0,1	26,1
ROI*	10,7	-20,0	22,3	64,1	177,7
ROS*	33,3	-17,9	33,8	8,1	45,5
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	45,8	-13,1	104,4	7,0	23,2
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
PATRIMONIO NETTO	2.963	7,5	2.888	9,1	19,3
DEBITI FINANZIARI NETTI	589	-23,4	658	-41,5	-11,1
CAPITALE INVESTITO	3.910	1,3	3.523	-5,6	9,6
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	1,32	-5,8	1,22	-13,5	-5,6
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO	0,2	-28,8	0,23	-46,3	-25,4
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,15	ND	0,19	-38,0	-21,0
DATI TECNICI					
ADDETTI (numero)	1.528	14,8	1372	3,6	10,1
ENERGIA VENDUTA (GWh)	10.346	2,3	20.350	32,4	109,7
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	234	40,1	296	-46,7	8,7

CONTINUA
↓

* Dati riferiti al solo settore elettrico. Il gruppo Edison è diversificato nei settori degli idrocarburi e dell'energia elettrica ed è pertanto difficile, in assenza di una normativa di separazione contabile, attribuire distintamente le voci del bilancio consolidato ai diversi segmenti di attività.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 223 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI**
 (SEGUE) **DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

C) SONDEL Spa	BILANCIO AL 30/6/98		BILANCIO AL 31/12/97		
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 1° sem. 98/ 1° sem. 97	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 97/96	VAR. % 97/95
DATI ECONOMICI					
FATTURATO (ricavi da vendita)	257,7	62,3	317,1	33,5	79,6
VALORE AGGIUNTO	132,3	46,0	179,2	40,9	70,0
COSTO DEL PERSONALE	19,3	8,3	35,3	18,1	18,1
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	26,4	23,3	35,5	11,6	12,0
RISULTATO OPERATIVO	86,6	68,6	108,4	65,7	131,1
ONERI FINANZIARI NETTI	21,5	144,5	3,3	-73,0	-62,0
RISULTATO NETTO	41,1	75,8	59,9	68,3	64,6
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):					
ROE	8,8	51,1	11,6	34,9	14,7
ROI	8,5	13,6	9,2	16,5	-5,1
ROS	33,6	3,9	32,7	21,1	23,1
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	50,6	3,8	92,4	3,8	-8,5
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
PATRIMONIO NETTO	466,0	16,3	447,8	13,9	24,4
DEBITI FINANZIARI NETTI	554,9	93,2	441,6	146,6	257,3
CAPITALE INVESTITO	1.020,9	48,4	889,4	55,4	83,9
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	2,2	27,6	2,0	36,5	47,9
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO	1,19	142,8*	0,99	117,6	188,6
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,54	8,0*	0,50	58,8	94,1
DATI TECNICI					
ADDETTI (numero)	381	4,4	382	13,7	29,1
ENERGIA VENDUTA (GWh)			2.102,0	19,0	42,8
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	118,6	67,3	37,6	-81,9	-70,7

CONTINUA
↓

* variazione percentuale rispetto al 31/12/1997.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

**TAV. 223 PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI
(SEGUE) DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

	BILANCIO AL 31/12/97		
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 97/96	VAR. % 97/95
D) IMPRESE ELETTRICHE LOCALI			
DATI ECONOMICI			
FATTURATO (ricavi da vendita)	2.300	26,5	-2,0
DATI TECNICI			
ADDETTI (numero)	5.200	-12,3	-35,3
ENERGIA VENDUTA (GWh)	15.150	15,8	-11,4
UTENTI (numero)	2.555.000	27,7	3,4

Fonte: Elaborazioni su dati Federelettrica

I due maggiori operatori privati della produzione, Edison e Sondel, mostrano andamenti economico-finanziari molto positivi. Tra il 1995 e il 1997, il fatturato è aumentato rispettivamente del 114,9 per cento e del 79,6 per cento (dati riferiti al solo settore elettrico). Tra gli indicatori di redditività spicca in particolare quella delle vendite (Ros), risultata nel 1997 pari al 33,8 e al 32,7 per cento, rispettivamente; anche la redditività operativa (Roi) si è collocata su valori alti, rispettivamente del 22,3 e del 9,2 per cento in funzione dell'elevato rapporto del valore aggiunto sul fatturato. Analogamente ad Enel, gli investimenti sono diminuiti fra il 1996 e il 1997 presso i due produttori, del 46,7 per cento per Edison e dell'81,9 per cento per Sondel.

Nel primo semestre 1998 i risultati consolidati del gruppo Edison appaiono in lieve deterioramento, pur controbilanciato dalla forte riduzione dell'indebitamento e dal miglioramento di tutti i dati tecnici, quali gli investimenti e il numero di addetti. Questi ultimi aumentano, in controtendenza rispetto a quanto avviene nel settore elettrico. Anche per Sondel gli investimenti e gli addetti sono in aumento; per tale gruppo i risultati economici semestrali sono molto positivi. Le imprese elettriche locali, nel loro complesso, mostrano risultati positivi. La contrazione dell'energia venduta dell'11,4 per cento si è riflessa in una diminuzione più contenuta del fatturato (-2 per cento) fra il 1995 e il 1997.

**L'andamento dei titoli
elettrici**

La quotazione delle azioni ordinarie Edison è salita dalle 9.586 lire registrate alla fine del 1996 alle 10.609 lire rilevate alla fine del 1997, evidenziando un incremento del 10,7 per cento. Nel corso del 1998 il titolo ha fatto registrare

un massimo in aprile, dopo l'anticipazione dei risultati di bilancio per il 1997, per poi calare sino al mese di ottobre, in cui il corso azionario ha raggiunto livelli comunque superiori a quelli di inizio anno. Dall'ottobre 1998 il titolo risulta in rialzo, analogamente a quanto avviene per tutti i titoli elettrici, avendo registrato a fine dicembre una quotazione di 19.500 lire (contro le 12.210 di inizio anno).

Il titolo Sondel si è apprezzato nel 1998 di oltre l'80 per cento, passando da una quotazione di 3.170 lire a inizio anno a un valore di 5.750 lire; a fine anno, appena inferiore al massimo di fine aprile, anche in questo caso determinatosi a seguito delle anticipazioni dei risultati di bilancio per il 1997. L'andamento del titolo ha risentito di fattori simili a quelli che hanno influenzato il titolo Edison.

Nei primi mesi del 1999 il valore dei titoli di Edison e Sondel è tornato a scendere. Su tale andamento hanno influito, oltre che specifici elementi societari, fattori settoriali con impatti diversi per le due imprese, come il calo dei prezzi petroliferi.

Le quotazioni delle azioni Aem, dopo il collocamento in borsa avvenuto a giugno 1998, sono cresciute in misura notevole, riflettendo sia il recupero rispetto al prezzo di collocamento, sia acquisti da parte di società estere e di produttori nazionali. Anche nei primi mesi del 1999 il titolo ha continuato a salire, facendo registrare un incremento del 4,8 per cento a fine aprile rispetto al valore di inizio anno.

In generale, le *performance* dei titoli elettrici Edison, Sondel e Aem sono state superiori a quelle dell'indice di borsa Mibtel, apprezzatosi nel corso del 1998 del 53 per cento.

Politica delle alleanze
e strategie di diversificazione
dei maggiori operatori
del settore

Un fenomeno che sta caratterizzando l'industria elettrica europea è l'accresciuta internazionalizzazione delle imprese attraverso investimenti diretti, partecipazioni maggioritarie e minoritarie al capitale di imprese e accordi industriali con imprese estere per la realizzazione di impianti di produzione, di distribuzione o di società di servizi. Le imprese elettriche mostrano interesse anche verso segmenti collaterali e i settori a rete.

In Italia, fin dal 1997 si sono osservate azioni rivolte all'internazionalizzazione e alla diversificazione produttiva delle maggiori imprese elettriche. All'origine di questi fenomeni vi sono motivazioni di carattere economico e tecnologico, quali lo sfruttamento di vantaggi nell'offerta congiunta di servizi diversi e l'utilizzo delle reti di trasmissione elettrica per servizi di telecomunicazione.

L'Enel ha avviato già dal 1997 una politica di alleanze per la costituzione di

società miste destinate a operare nel mercato libero. Si inseriscono in questa strategia un accordo con *Enron*, società statunitense, siglato nel 1997 e una più recente *joint venture* con Fiat Avio, che prevede la produzione di energia elettrica in Italia e all'estero dove Fiat Avio è già presente con i suoi insediamenti. È inoltre ancora attivo un altro accordo siglato nel 1997 con Eni.

Nel novembre 1997 è stata costituita Wind telecomunicazioni Spa, una *joint venture* dell'Enel con *Deutsche Telekom* e *France Télécom*, dotata di un capitale di 600 miliardi, del quale Enel detiene il 51 per cento, mentre la parte restante è divisa pariteticamente tra gli altri due *partner*.

Secondo gli accordi, l'Enel conferirebbe alla nuova società importanti *asset* trasmissivi, conservando tuttavia la proprietà della rete in fibra ottica, concedendola in affitto a Wind Spa per 15 anni. L'uso della rete non sarebbe esclusivo, ma aperto a operatori diversi.

Nel primo semestre 1998 Wind Spa ha ottenuto la licenza per l'installazione di una rete di telecomunicazione fissa e si è altresì aggiudicata la gara per la designazione del terzo gestore italiano di telefonia mobile. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto del 13 febbraio 1998, ha autorizzato la costituzione di una *holding* finanziaria, posseduta dall'Enel per il 99 per cento, destinata ad assumere la quota di partecipazione attualmente detenuta dalla stessa in Wind.

Nel 1998 Edison Spa ha presentato un'offerta vincolante per l'acquisto del 25 per cento del capitale di una costituenda società di diritto spagnolo, la *Union Fenosa Generacion*, cui *Union Fenosa SA*, il secondo operatore del settore elettrico spagnolo, conferirà il ramo d'azienda relativo alla produzione di energia. La società ha inoltre firmato con *Cogetherm*, società francese interamente controllata da *Electricité de France*, una lettera di intenti con *Cerestar France* per la realizzazione in *joint venture* paritetica di una centrale termoelettrica di cogenerazione da 40 MW, da realizzarsi presso Lille in Francia.

Sonel ha stipulato accordi con la società statunitense *General Electric* nel settore termoelettrico e con la società elvetico-svedese *ABB* per la costruzione di nuove centrali idroelettriche.

Costi, ricavi e compensazioni nel sistema elettrico italiano

Il gettito derivante dalle tariffe all'utenza finale è destinato alla copertura dei costi delle diverse fasi di attività del settore elettrico. In considerazione della mancata coincidenza tra soggetti esattori (a valle della filiera) e soggetti titolari dei compensi (a monte della filiera) e dei rapporti di scambio tra gli stessi lungo la filiera del servizio elettrico, è stato creato un sistema di compensazioni regolato tramite la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse).

Le componenti del prezzo finale che transitano attraverso la Ccse sono relative alla copertura dei costi di combustibile della generazione termoelettrica e dei costi di produzione da fonti rinnovabili, a seguito di interventi del legislatore volti a incentivare alcuni tipi di tecnologie di produzione. Confluisce alla Ccse anche la componente relativa alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari. La figura 2.10 illustra il percorso e la destinazione finale dei flussi monetari prelevati dall'utenza finale e l'allocazione ai diversi soggetti della generazione.

La struttura del prezzo pagato dagli utenti finali è articolata in quattro componenti: la tariffa in senso stretto, le componenti inglobate nella parte A della tariffa, la parte B della tariffa e gli oneri fiscali.

La tariffa in senso stretto ha una struttura "binomia", composta da una quota fissa (o corrispettivo di potenza), indipendente dall'energia consumata, e una quota variabile in proporzione dei consumi (parte A netta della tariffa).

Le componenti inglobate nella parte A della tariffa, in parte riferite alla potenza impegnata e in parte variabile in proporzione ai consumi, si riferiscono alla copertura degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari (componente inglobata A2) e all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate (componente inglobata A3). La componente inglobata A1, destinata al ripianamento del conto per l'onere termico per gli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997, ha esaurito la sua funzione in quanto il disavanzo è stato riassorbito (*cfr.* Capitolo 4).

La parte B della tariffa, variabile in proporzione ai consumi, copre i contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica e all'importazione e una quota dei contributi relativi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate.

La restante quota dei contributi riconosciuti per la produzione di fonti rinnovabili e assimilate è coperta dalla parte A3 della tariffa.

Gli oneri fiscali comprendono le imposte erariali a favore dello Stato, le addizionali a favore di comuni e province, determinate in base ai consumi in quantità e l'imposta sul valore aggiunto, che si applica all'importo totale della fattura, al lordo delle imposte specifiche.

In data 1 marzo 1998 il gettito complessivo della componente A3 era pari a 2.532 miliardi di lire e quello della parte B è di 8.926 miliardi di lire. La tariffa-

fa base (parte fissa più parte A al netto delle componenti inglobate) è pari a 27.229 miliardi di lire¹².

Le componenti tariffarie che affluiscono alla Ccse per poi essere distribuite alle imprese a copertura dei costi sono la componente A3, la parte B e la componente A2 (Fig. 2.10). La parte A al netto delle componenti inglobate viene trattata direttamente dalle imprese produttrici-distributrici. I produttori indipendenti, come definito nel provvedimento Cip n. 6/92 e nella delibera 28 ottobre 1997 n. 108, ricevono un prezzo per l'energia ceduta al sistema elettrico nazionale composto da componenti relative al costo evitato di impianto, di esercizio e manutenzione e il costo evitato di combustibile e all'ulteriore componente. Il primo, a carico dell'impresa acquirente, è rimborsato al cessionario dalla Ccse.

In particolare, i produttori indipendenti che destinano al sistema elettrico la loro produzione da impianti alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili esistenti alla data del 30 gennaio 1991 ricevono il costo evitato di impianto e il costo evitato di combustibile, mentre i produttori da impianti rinnovabili e assimilati nuovi ricevono, oltre alle due componenti menzionate anche l'ulteriore componente.

Alle imprese produttrici-distributrici, tra cui l'Enel, viene corrisposto un prezzo diverso a seconda del tipo di tecnologia utilizzata dagli impianti di produzione. All'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili già esistenti alla data del 30 gennaio 1991 (coincidenti di fatto con gli impianti idroelettrici) viene riconosciuta solo la parte A al netto delle componenti inglobate per la parte afferente alla produzione (PAn*); all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti convenzionali viene riconosciuto oltre alla PAn* anche il contributo termico (Ct) e all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrate in funzione dopo il 30 gennaio 1991 (definiti "nuovi impianti") si riconosce, oltre alla componente PAn* anche il costo evitato di combustibile e l'ulteriore componente incentivante, finanziati tramite la parte B dal conto costi energia e la parte A3 dal conto nuovi impianti. Ovviamente un'impresa che opera con diverse combinazioni di impianti può ricevere tutte le componenti menzionate.

In generale il regime attualmente vigente comporta maggiori ricavi sia per la produzione termoelettrica delle imprese produttrici-distributrici (e le importazioni), a copertura dei maggiori costi di combustibile, sia per l'energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate e comunque da impianti di produttori indipendenti, rispetto alle altre forme di produzione di energia elettrica. Questo diverso trattamento risale al provvedimento Cip n. 34/74 che ha introdotto un sovrapprezzo termico per riequilibra-

re i costi delle aziende del settore, e al provvedimento Cip n. 6/92.

Il regime introdotto dalla delibera 26 giugno 1997, n. 70 ha profondamente rinnovato il sistema di copertura dei costi di acquisto di combustibile, ma non ha modificato sostanzialmente l'asimmetria di trattamento per la produzione termoelettrica.

In particolare, alla produzione da fonti convenzionali e rinnovabili esistenti (idroelettriche) viene riconosciuta una copertura dei costi diversa a seconda della natura del soggetto proprietario. Infatti, se si compara la remunerazione di due imprese con la stessa composizione del parco e con una quota di impianti esistenti alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili (idroelettriche), ma la prima produttrice-distributrice e la seconda solo produttrice, si noterà che alla prima viene corrisposta una remunerazione inferiore che non include il costo evitato di combustibile. Si tratta dunque di un trattamento economico asimmetrico che non trova giustificazione in condizioni di costo dissimili.

Emerge infine la macchinosità del sistema di compensazioni, con sfasamenti temporali tra fasi di riscossione e di versamento che impedisce spesso di identificare la competenza temporale e soggettiva dei movimenti monetari, con esiti di scarsa trasparenza.