

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

INTRODUZIONE

La revisione dell'assetto normativo operata oltre un anno fa con l'approvazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: dlgs. n. 79/99) ha avviato una profonda anche se graduale trasformazione del sistema elettrico italiano.

Nel 1999, alla fortissima espansione della domanda espressa dai clienti abilitati ad approvvigionarsi sul mercato libero dell'elettricità, anche sostenuta dalla ripresa dei livelli di attività, ha fatto riscontro una più lenta modificazione delle condizioni di offerta, tuttora caratterizzata da un'ineguale distribuzione dimensionale.

La complessità degli adempimenti normativi richiesti dalla radicale trasformazione istituzionale e la necessaria gradualità di realizzazione degli impegni assunti con il dlgs. n. 79/99 si è riflessa in alcuni ritardi di attuazione. In particolare, i tempi di dismissione di parte della capacità di generazione del principale operatore italiano non appaiono contenuti.

Accanto ai segni di rinnovamento, permangono nel sistema elettrico italiano elementi di debolezza, che ne ostacolano lo sviluppo concorrenziale e ne indeboliscono la capacità di operare su mercati in continua trasformazione. Il sistema di generazione continua ad essere caratterizzato da bassi rendimenti e da una notevole dipendenza dal petrolio che lo rende più vulnerabile di quello di altri paesi alla risalita delle quotazioni internazionali dei combustibili. Rispetto ai principali competitori il grado di internazionalizzazione delle imprese elettriche italiane appare ancora modesto e meno intensa la rifocalizzazione sull'attività caratteristica. Nonostante il lieve miglioramento osservato nei livelli di continuità del servizio, frutto anche dell'azione di impulso e di vigilanza dell'Autorità, la situazione italiana presenta ancora ampi margini di miglioramento, sia nei livelli di continuità osservati per l'intero paese, sia nei divari territoriali.

Nel corso dell'anno 1999, la quota di mercato di Enel S.p.A. si è ridotta a beneficio di autoproduttori e produttori indipendenti, mentre si sono affacciati nel mercato nuovi soggetti, come clienti idonei finali, grossisti, *trader* e produttori indipendenti. L'offerta "libera" mostra, tuttavia, un deficit strutturale a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, nonostante che una quota della capacità di trasmissione con l'estero sia stata per la prima volta allocata al mercato libero. Nel corso dell'anno 2000 circa la metà dell'energia importata equivalente a oltre 20 miliardi di kWh sarà destinata ai clienti idonei finali. Effetti rilevanti sull'offerta potranno verificarsi per effetto della cessione di quote di capacità produttiva da parte dell'operatore dominante. L'accelerazione del processo di dismissioni e di rin-

novo del parco termoelettrico nazionale riveste inoltre grande importanza anche per quanto riguarda il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni di gas di serra a livello nazionale fissati dalla delibera n. 137/98 del CIPE. Anche la creazione del mercato all'ingrosso, prevista per l'anno 2001, potrà imporre un impulso dinamico allo sviluppo del mercato.

La transizione al nuovo assetto comporta alcuni costi aggiuntivi, i cosiddetti *stranded costs*, stimati pari a circa 15.000 miliardi recuperabili nell'arco di 7-10 anni.

Per quanto riguarda i prezzi, l'anno trascorso ha fatto registrare una forte impennata delle quotazioni dei prodotti petroliferi (*cfr.* Capitolo 1) a partire dal mese di luglio che si è riflessa sui prezzi dell'energia elettrica, anche se il meccanismo di indicizzazione introdotto dall'Autorità ha permesso di attutirne l'impatto. Complessivamente il prezzo medio unitario dell'energia elettrica è variato del 3,5 per cento nel corso del 1999, mentre l'indice elementare rilevato dall'Istat è calato del 4,1 per cento in media d'anno. L'anno si è chiuso con un contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva negativo, quantificabile in mezzo decimo di punto percentuale.

Il confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica mostra che anche nel primo semestre 1999 i livelli dei prezzi si sono mantenuti significativamente al di sopra del valore medio europeo nonostante il divario a sfavore dell'Italia per le utenze industriali in particolare si sia ridotto. Nel segmento domestico, i prezzi per i livelli di consumo pari a 600 kWh e a 1.200 kWh annui sono inferiori di oltre la metà a quelli medi europei, mentre simmetricamente più alti sono i prezzi per gli utenti con consumi maggiori di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui. Un'asimmetria altrettanto significativa si palesa nei dati congiunturali, che mostrano incrementi dei prezzi superiori alla media europea per le classi di consumo meno elevate più che compensate da riduzioni per le classi di 3500 e 7500 kWh annui, in linea con la dinamica media europea. Nel segmento industriale il divario dei prezzi al netto delle imposte varia tra il 5 e il 36 per cento e tende a ridursi con l'aumentare dei consumi. Sotto il profilo congiunturale, tutte le tipologie di consumo rilevate mostrano riduzioni di prezzo più accentuate di quelle relative alla media europea.

Per il terzo anno consecutivo l'Autorità ha verificato all'inizio del 1999 l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio elettrico e, contestualmente, ha rilevato lo stato della qualità del servizio reso nel 1998 sul grado di adozione della Carta dei Servizi da parte dei soggetti esercenti. Dal confronto con gli anni precedenti risulta che i casi di mancato rispetto degli standard soggetti ad indennizzo sono notevolmente diminuiti nel periodo 1996-1998. Questo andamento si può spiegare sia con un progressivo apprendimento da parte degli esercenti, che generalmente nel primo anno di applica-

zione della Carta dei servizi hanno incontrato le maggiori difficoltà nel rispetto degli standard, sia come effetto dell'indagine svolta da parte dell'Autorità e della conseguente pubblicazione comparativa dei risultati: tale comparazione ha fornito un ulteriore stimolo agli esercenti per migliorare la qualità.

Per quanto riguarda la rilevazione sulla continuità del servizio, i livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) sono differenti tra aree urbane e aree rurali a causa della differente struttura della rete elettrica. La rilevazione sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, il permanere di disomogeneità tra le diverse zone in cui era ripartita la rete di distribuzione dell'Enel S.p.A. (ora Enel Distribuzione S.p.A.) anche a parità di caratteristiche di territorio. I valori medi di continuità del servizio sono il risultato di situazioni molto differenziate tra nord e sud del paese, a svantaggio di quest'ultimo.

L'EVOLUZIONE SETTORIALE

La congiuntura settoriale: produzione, importazioni, consumi, valore aggiunto e occupazione

La domanda

Le informazioni congiunturali sulle quantità di energia elettrica che vengono qui presentate provengono dall'Ufficio statistiche e previsioni del Gestore della rete di trasmissione nazionale (GrtN) S.p.A., che ha assunto le competenze in materia di raccolta e trattamento delle informazioni statistiche relative a produzione, potenza installata e consumo di energia elettrica in Italia, subentrando all'Ufficio statistiche dell'Enel S.p.A. nel Sistema statistico nazionale (Sistan).

Secondo stime preliminari fornite dal GrtN, la richiesta di energia elettrica ha raggiunto nel 1999 il valore di 285,8 TWh, con un aumento del 2,3 per cento sul 1998 (Tav. 2.1), di un punto superiore alla crescita del prodotto interno lordo. Si tratta di un incremento inferiore a quello raggiunto nel 1998, quando la richiesta di energia è cresciuta del 2,9 per cento, ma in linea con il tasso medio annuo di crescita registratosi nel decennio 1999-89.

Il lieve rallentamento della domanda elettrica rispetto al 1998 riflette il fatto che la ripresa produttiva si è concentrata soprattutto nella seconda parte dell'anno, incidendo di conseguenza in misura minore sul tasso di crescita medio annuo. L'intensità elettrica si è attestata su un valore pari a 0,14, simile a quello del 1998.

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA^(A)**

Milioni di kWh e variazioni percentuali

FLUSSI	1998	1999	VARIAZIONE %
PRODUZIONE IDRICA LORDA	47.365	51.636	9,0
PRODUZIONE TERMICA LORDA	207.970	209.268	0,6
PRODUZIONE GEOTERMICA LORDA	4.214	4.403	4,5
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA LORDA	237	385	62,4
TOTALE PRODUZIONE LORDA	259.786	265.692	2,3
ENERGIA DESTINATA AI SERVIZI DELLA PRODUZIONE	12.843	13.018	1,4
TOTALE PRODUZIONE NETTA	246.943	252.674	2,3
RICEVUTA DA FORNITORI ESTERI	41.633	42.539	2,2
CEDUTA A CLIENTI ESTERI	901	529	-41,3
DESTINATA AI POMPAGGI	8.358	8.884	6,3
RICHIESTA TOTALE ITALIA	279.317	285.800	2,3

(A) Dati provvisori per il 1999

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

L'offerta

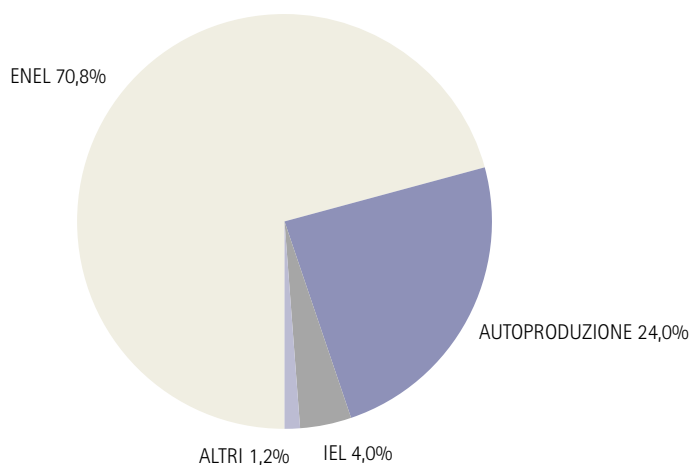
Nel 1999, in base a dati preliminari, la produzione netta di energia elettrica è stata di 252,7 TWh, il 2,3 per cento in più del 1998 (Tav. 2.1)

Complessivamente la crescita della produzione idrica, eolica e fotovoltaica è stata del 9 per cento, mentre la crescita della produzione geotermica è stata del 4,5 per cento. Sostanzialmente stabile è rimasta la produzione termica tradizionale, anche se al suo interno è aumentata la produzione da carbone e da gas naturale a discapito di quella da olio combustibile. L'aumento più rilevante, pari al 62,4 per cento, si è avuto nella generazione da fonti rinnovabili e assimilate che nel 1999 ha raggiunto i 385 GWh, di cui 25 riferibili all'Enel S.p.A. (cresciuti del 19 per cento) e i restanti 360 a produttori terzi (cresciuti del 66,7 per cento).

L'incremento della produzione lorda è attribuibile alla maggiore quantità di energia prodotta da operatori diversi dall'Enel S.p.A. e alle importazioni. La produzione netta dell'Enel S.p.A., pari a 178,8 TWh, risulta infatti diminuita dello 0,4 per cento rispetto al 1998, mentre quella da produttori terzi ha raggiunto i 73,8 TWh con un aumento del 9,5 per cento sullo scorso anno. Alla disponibilità interna hanno concorso per circa il 14,7 per cento le importazioni nette pari ad oltre 42 TWh. Le importazioni sono cresciute del 2,4 per cento rispetto al 1998. Al pari dello scorso anno, la quota più rilevante (63,1 per cento) delle importazioni nette è affluita dalla Svizzera (contro il 52,7 per cento del 1998), a svantaggio della Francia la cui quota è scesa al 32,1 per cento (contro il 39,6 per cento nel 1998), rimanendo comunque il secondo paese più rilevante, seguita dalla Repubblica Ceca con il 3,1 per cento; il restante 1,7 per cento (distribuito in quote inferiori a mezzo punto percentuale) è affluito da Slovenia, Austria, Germania e Croazia.

FIG. 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Anno 1999; composizione percentuale.



Produzione

Le quote di mercato dei vari operatori nella generazione (Fig. 2.1) si sono lievemente modificate nel corso del 1999. Rispetto al 1998, la quota di Enel S.p.A. si è ridotta dal 73 al 71 per cento a vantaggio degli autoproduttori, passati da 22,5 a 24 per cento. Sostanzialmente stabile è risultata invece la quota delle imprese elettriche locali (IEL) (passata da 3,8 a 4 per cento) e delle altre imprese (da 1 a 1,2 per cento).

Consumi

Nel mercato finale la ripartizione delle quote di mercato dei maggiori operatori è rimasta sostanzialmente invariata. Secondo i dati preconsuntivi, l'Enel S.p.A. si è attestata su una quota dell'83,4 per cento (83,5 per cento nel 1998), mentre le imprese elettriche locali, le altre imprese e l'autoproduzione hanno coperto complessivamente il 16,6 per cento.

Dati economici

Il positivo sviluppo del settore dell'energia elettrica emerge con evidenza anche dalle stime di contabilità nazionale elaborate dall'Istat. Nel 1999 la produzione a prezzi correnti del settore elettrico ha raggiunto un valore pari a oltre 55 mila miliardi di lire.

Il valore della produzione di energia elettrica a prezzi 1995 ha evidenziato un aumento dell'8,0 per cento rispetto all'anno precedente.

Sotto il profilo occupazionale il settore dell'energia elettrica mostra un tasso di decremento più accentuato che nell'anno precedente, confermando una tendenza che si era già profilata all'inizio del decennio. In base a dati di contabilità nazionale, nel 1999 gli occupati diretti nel settore hanno toccato quasi le 96 mila unità di lavoro, registrando una flessione del 5,7 per cento. Complessivamente la riduzione è stata pari a oltre 5.800 unità, superiore a quella dell'anno precedente (pari a 4.300 unità).

Consumi di fonti energetiche primarie

Nel 1999, per la prima volta, tra le fonti primarie per la produzione di energia termoelettrica il gas naturale ha superato i prodotti petroliferi. Dei quasi 210 TWh termici prodotti in Italia, 86,4 provengono infatti dal metano, 86,2 da prodotti petroliferi, quasi 24 dal carbone e 13 da altre fonti (comprendenti, in ordine d'importanza, orimulsion, gas d'alto forno, gas residui di raffinazione, gas di cokeria e altro: Tav. 2.2).

Nel 1999 i prodotti petroliferi hanno coperto il 41,2 per cento della produzione termoelettrica convenzionale (la quota era del 50,6 per cento nel

TAV. 2.2 **CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA TERMoeLETTRICA E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE**

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE ^(A)			PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ ^(B)		
	1999	%	Variazione % 1999/98	1999	%	Variazione % 1999/98
CARBONE	5.217	12,2	2,4	23.798	11,4	2,1
PRODOTTI PETROLIFERI ^(C)	18.299	42,7	-16,9	86.210	41,2	-18,0
GAS NATURALE	16.589	38,7	21,7	86.410	41,3	23,1
ALTRI	2.741	6,4	39,1	12.850	6,1	38,2
TOTALE	42.846	100,0	0,3	209.268	100,0	0,6

(A) Migliaia di tep

(B) Milioni di kWh

(C) La voce comprende: olio, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffineria.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

1998), evidenziando un calo rispetto al 1998 del 18 per cento, equivalente a circa 19 GWh di energia prodotta. Al contrario il consumo di gas naturale, che soddisfa il 41,3 per cento della produzione di elettricità (33,8 per cento nel 1998), è cresciuto del 23 per cento, dando luogo ad una maggior produzione di energia elettrica pari a 16 GWh rispetto all'anno precedente. Anche l'utilizzo di carbone, pari all'11,4 per cento del fabbisogno della produzione termoelettrica (11,2 per cento nel 1998), è lievemente aumentato, passando da 23,3 GWh del 1998 a 23,8 GWh nel 1999. Gli altri combustibili hanno coperto la quota residua del 6 per cento della produzione di elettricità, evidenziando un forte aumento rispetto all'anno precedente, nel quale la quota era pari al 4,5 per cento. Tale incremento è in gran parte dovuto alla notevole crescita registrata dall'orimulsion, il cui consumo nel 1999 è più che raddoppiato rispetto al 1998 (1,7 milioni di tonnellate che hanno dato luogo ad una produzione di elettricità pari a circa 5 GWh, contro i 2 GWh del 1998).

La riduzione dei consumi di prodotti petroliferi a vantaggio dei consumi di gas naturale e delle fonti rinnovabili nella produzione termoelettrica è sicuramente da ascrivere ad una tendenza di lungo periodo, che dovrebbe proseguire in futuro anche a motivo del maggior impiego degli impianti a cielo combinato. Essa è in parte spiegabile anche con il forte incremento che nel 1999 ha interessato i prezzi internazionali dei combustibili petroliferi e coinvolto in misura più ridotta il gas naturale. La tendenza risulta rafforzata dal meccanismo di indicizzazione della tariffa elettrica (individuato con la delibe-

ra 26 giugno 1997, n. 70) che riconosce all'energia termoelettrica di produzione nazionale un costo unitario variabile, indipendentemente dal tipo di combustibile utilizzato, incentivando quindi economie di costo orientate all'approvvigionamento.

Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza

Nel 1998¹ gli utenti allacciati alla rete elettrica risultano complessivamente pari a 32,2 milioni, con un aumento dell'1 per cento, equivalente a oltre 322 mila unità, rispetto all'anno precedente (Tav. 2.3). L'utenza domestica rappresenta l'85 per cento circa del totale, mentre gli usi in locali e luoghi diversi dalle abitazioni raccolgono il restante 15 per cento. Rispetto al 1997 le utenze domestiche sono aumentate di quasi 268 mila unità, mentre una riduzione di circa 55 mila unità ha interessato gli altri usi.

TAV. 2.3 **UTENTI E ENERGIA VENDUTA PER TIPOLOGIA DI UTENZA**

Anno 1998

USI	UTENTI		ENERGIA VENDUTA	
	migliaia	%	gwh	%
USI DOMESTICI	27.227	84,7	59.275	22,7
ALTRI USI	4.929	15,3	201.534	77,3
TOTALE	32.56	100,0	260.809	100,0
DI CUI: ENEL S.p.A.	29.343	91,2	226.168	86,7

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

In termini di quantità vendute, misurate in GWh, l'utenza industriale copre percentuali maggiori, pari al 77 per cento dell'energia venduta, contro il 23 per cento dell'utenza domestica.

La quota di Enel S.p.A. nel mercato complessivo è pari al 91,2 per cento, se misurata in termini di numero di clienti, ovvero dell'86,7 per cento in termini di quantità di energia venduta.

¹ I dati sui consumi finali di energia elettrica disaggregati per tipologia di consumo sono disponibili sino al 1998.

TAV. 2.4 ENERGIA VENDUTA DALL'ENEL S.P.A. PER TIPOLOGIA DI UTENZA

Anno 1998

USI	ENERGIA VENDUTA	
	GWh	%
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	4.656	2,1
USI DOMESTICI	50.085	22,1
fino a 3 kw residenti	43.972	19,4
fino a 3 kw non residenti	3.010	1,3
oltre 3 kw	3.103	1,4
ALTRI USI	162.082	71,7
fino a 30 kw	29.553	13,1
da 30 a 500 kw	44.532	19,7
oltre 500 kw	87.997	38,9
RIVENDITORI NAZIONALI	9.160	4,1
TOTALE UTENTI NAZIONALI	225.985	99,9
FORNITURE ALL'ESTERO	184	0,1
TOTALE	226.168	100

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Facendo riferimento alle sole utenze Enel S.p.A. (Tav. 2.4), la classe di potenza fino a 3 kW residenti è quella che registra i maggiori quantitativi di vendita nell'ambito dell'utenza domestica (88 per cento dei consumi domestici e 19 per cento di quelli totali). I consumi industriali di maggiore rilievo si collocano nella classe di potenza superiore ai 500 kW che assorbe oltre la metà (54 per cento) dei consumi industriali stessi, ovvero il 39 per cento dei consumi complessivi. I clienti con potenza tra i 30 e i 500 kW raggiungono quasi un quinto dei consumi totali (25,5 per cento dei consumi industriali) e quelli con potenza sino a 30 kW il 13 per cento (18 per cento dei consumi industriali).

Complessivamente i consumi dell'agricoltura non raggiungono il 2 per cento dei consumi totali, l'industria ne assorbe il 52 per cento (di cui il 25 per cento l'industria di base e il 27 per cento quella non di base), mentre la restante energia si distribuisce in misura eguale tra terziario e consumi domestici, che ricoprono entrambi una quota pari al 23 per cento dei consumi totali (Tav. 2.5).

I consumi del nord rappresentano il 56 per cento dei consumi nazionali (distribuiti per il 33 per cento nel nord ovest e per il restante 23 per cento nel nord est), quelli del centro e del sud raggiungono quote di poco inferiori al 20 per cento, mentre le Isole raccolgono il 10 per cento dei consumi nazionali (Tav. 2.5).

TAV. 2.5 **CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER RIPARTIZIONE GEOGRAFICA E SETTORI DI UTILIZZO**

Anno 1999

SETTORE DI UTILIZZO	ITALIA SETT.	NORD- OVEST	NORD EST	ITALIA CENTR.	ITALIA MERID.	ITALIA INSUL.	TOTALE ITALIA
CONSUMI IN GWh							
Agricoltura	2.461	945	1.516	668	889	597	4.615
Industria	86.148	51.378	34.770	20.590	19.617	13.460	139.815
<i>Industria di base</i>	37.788	21.018	16.770	10.785	10.382	8.700	67.655
<i>Industria non di base</i>	48.360	30.360	18.000	9.805	9.235	4.760	72.160
Terziario	32.726	18.766	13.960	14.159	10.155	5.260	62.300
Domestico	27.845	16.431	11.414	12.383	12.969	7.473	60.670
TOTALE	149.180	87.520	61.660	47.800	43.630	26.790	267.400
QUOTA PERCENTUALE RISPETTO AI CONSUMI NAZIONALI							
Agricoltura	53,3	20,5	32,8	14,5	19,3	12,9	100
Industria	61,6	36,7	24,9	14,7	14,0	9,6	100
<i>Industria di base</i>	55,9	31,1	24,8	15,9	15,3	12,9	100
<i>Industria non di base</i>	67,0	42,1	24,9	13,6	12,8	6,6	100
Terziario	52,5	30,1	22,4	22,7	16,3	8,4	100
Domestico	45,9	27,1	18,8	20,4	21,4	12,3	100
TOTALE	55,8	32,7	23,1	17,9	16,3	10,0	100
QUOTA PERCENTUALE RISPETTO AI CONSUMI DELL'AREA							
Agricoltura	1,6	1,1	2,5	1,4	2,0	2,2	1,7
Industria	57,7	58,7	56,4	43,1	45,0	50,2	52,3
<i>Industria di base</i>	25,3	24,0	27,2	22,6	23,8	32,5	25,3
<i>Industria non di base</i>	32,4	34,7	29,2	20,5	21,2	17,8	27,0
Terziario	21,9	21,4	22,6	29,6	23,3	19,6	23,3
Domestico	18,7	18,8	18,5	25,9	29,7	27,9	22,7
TOTALE	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

Nel nord est e nelle isole l'agricoltura assorbe una quota di energia elettrica maggiore rispetto alla media nazionale: 2,5 e 2,2 per cento, rispettivamente, contro l'1,7 per cento medio dell'Italia. Rispetto alla quota nazionale, pari al 25,3 per cento, i consumi dell'industria di base sono più elevati nelle Isole (32,5 per cento) e nel nord est (27,2 per cento), mentre i consumi dell'industria non di base appaiono relativamente più concentrati nel nord ovest e nel nord est, dove raggiungono rispettivamente il 34,7 e il 29,2 per cento dei consumi complessivi dell'area. Nel centro e nel sud il terziario è invece più importante in termini di consumi rispetto alla media italiana. Stante una minor quota assorbita dalle attività produttive nel loro insieme, i consumi domestici registrano una quota relativamente più elevata nel centro-sud e nelle isole, mediamente pari al 27 per cento, piuttosto che nel nord (18,7 per cento) (Tav. 2.5).

La performance delle maggiori imprese del settore elettrico

I risultati di bilancio delle imprese principali del settore elettrico nell'ultimo periodo disponibile forniscono un altro elemento informativo sulle *performance* del settore nel suo complesso (Tav. 2.6 e 2.7).

In generale gli indicatori reddituali e finanziari delle maggiori società del settore si attestano su livelli soddisfacenti, in miglioramento rispetto agli esercizi precedenti.

Il maggior operatore del settore è stato interessato nel 1999 da una significativa ristrutturazione societaria. In applicazione del dlgs. n. 79/99, a partire dall'1 ottobre 1999, l'Enel S.p.A. ha conferito le attività di produzione, trasmissione e distribuzione a società separate. Poiché l'esercizio 1999 evidenzia ricavi relativi all'operatività gestionale di soli nove mesi rispetto al 1998 espresso a esercizio intero, il confronto può essere effettuato sulla sola base dei dati del bilancio consolidato del Gruppo Enel.

Nel 1999 il Gruppo Enel ha conseguito ricavi pari a 40.584 miliardi di lire (+2,0 per cento rispetto al 1998), realizzando un margine operativo lordo di 17.379 miliardi di lire, in crescita del 5,6 per cento rispetto al 1998, grazie alla riduzione dei costi esterni ed in particolare del costo di acquisto dei combustibili e del lavoro, ridottisi rispettivamente del 34 e del 28 per cento.

Il risultato operativo è aumentato dell'8,6 per cento portandosi a 10.426 miliardi di lire, oltre il 25,6 per cento dei ricavi. L'utile netto si è attestato su 4.541 miliardi di lire, +6,0 per cento rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, il livello più alto mai registrato nella storia della società.

Il capitale investito netto ammontava a 57.467 miliardi di lire contro i 60.440 miliardi dell'esercizio precedente. L'indebitamento finanziario netto

risultava pari a 23.418 miliardi di lire, in calo di 1.129 miliardi rispetto al dato di fine 1998, con oneri finanziari netti per 1.131 miliardi di lire, in calo del 23,6 per cento sul 1998. Il patrimonio netto del Gruppo era di 34.034 miliardi di lire (35.880 miliardi a fine 1998).

Gli investimenti materiali e immateriali ammontavano a 5.653 miliardi, circa il 4 per cento in meno del 1998.

Al 31 dicembre 1999 i dipendenti del Gruppo, con esclusione di quelli delle società Sogin S.p.A. e Grtn S.p.A., erano pari a 78.511 unità rispetto alle 83.482 di fine 1998, con una riduzione del 7,5 per cento.

La società Edison S.p.A. ha subito nel primo semestre dell'esercizio 1999 una riduzione dei ricavi, nonostante le maggiori quantità di energia elettrica venduta, attribuibile alla riduzione delle tariffe di vendita dell'energia elettrica, dovuta sia alla discesa del costo del combustibile, sia all'effetto della delibera dell'Autorità n. 24/99, che ha comportato la riduzione di alcune componenti tariffarie.

La società è stata in grado di realizzare un risparmio sui costi di acquisizione delle risorse esterne che è stato, tuttavia, completamente eroso dall'incremento del costo del lavoro (la cui incidenza sul valore aggiunto è passata dal 36 per cento al 39 per cento), verificatosi nonostante il numero dei dipendenti sia rimasto costante. Come conseguenza, il margine operativo lordo si è contratto dell'8 per cento nei due periodi considerati. A causa dell'aumento degli ammortamenti e delle svalutazioni, anche il risultato operativo si è attestato su un valore inferiore a quello dell'anno precedente calando del 17 per cento. Ne è derivato un peggioramento della redditività sul capitale investito e sulle vendite, rispettivamente pari all'1,6 per cento e al 17,5 per cento. I proventi straordinari hanno presentato un saldo positivo per l'introduzione di nuove modalità di contabilizzazione. Pertanto, il risultato di bilancio al netto delle imposte è stato pari a 175 miliardi di lire, in netta crescita rispetto al semestre precedente. Anche la redditività sul capitale netto ha fatto registrare un miglioramento, passando dal 2,4 per cento al 7,8 per cento.

Gli investimenti materiali e immateriali, consistenti prevalentemente in interventi di manutenzione e ammodernamento, ammontavano nel periodo considerato a circa 6 miliardi di lire.

La società Sondel S.p.A. ha subito una contrazione dei ricavi pari al 20,5 per cento, più sostenuta rispetto a Edison S.p.A., a causa sia della già menzionata revisione della struttura tariffaria, sia della contrazione delle quantità vendute e della cessione di un ramo d'azienda. Nonostante la riduzione dei costi esterni ed interni, il margine operativo lordo ha registrato una variazione negativa del 30 per cento. Il costo del lavoro si è ridotto anche grazie a una diminuzione dell'organico passato da 207 a 164 unità. Come conseguenza, la

redditività sul capitale investito e sulle vendite è diminuita, attestandosi su valori soddisfacenti, superiori a quelli mostrati dall'Edison S.p.A.

Sempre in conseguenza della cessione di un ramo d'azienda, sono aumentati i proventi finanziari con effetti sul risultato netto, pari a 44 miliardi di lire, di circa il 35 per cento superiori a quelli dell'esercizio precedente. La redditività sul capitale netto fa quindi registrare un miglioramento collocandosi sul valore del 9,6 per cento.

Gli investimenti materiali ed immateriali, volti in prevalenza al riscatto anticipato di alcuni contratti di leasing e al potenziamento e alla manutenzione, ammontavano nel primo semestre a 21 miliardi di lire, oltre il doppio di quelli del periodo precedente.

TAV. 2.6 CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: ENEL (GRUPPO)

Miliardi di lire

CONTO ECONOMICO	31/12/98	31/12/99
+ RICAVI VENDITE	25.681	19.537
+ CONTRIBUTI DA CASSA CONGUAGLIO	12.063	9.667
+ ALTRI RICAVI	1.993	2.439
= TOTALE FATTURATO	39.737	31.643
+ COSTI CAPITALIZZATI	1.922	1.450
= PRODUZIONE LORDA	41.659	33.093
- COSTI/CONSUMO MATERIALI	8.662	6.125
- PROVENTI DIVERSI	8.481	8.413
= VALORE AGGIUNTO	24.516	18.555
- COSTO DEL PERSONALE	7.930	5.724
= MARGINE OPERATIVO LORDO	16.586	12.831
- AMMORTAMENTI ECONOMICO-TECNICI	6.014	4.699
- ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	943	615
= RISULTATO OPERATIVO	9.629	7.517
- PROVENTI FINANZIARI NETTI	1.470	927
- COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	3307	1567
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	4.852	5.023
- IMPOSTE	2.78	1.971
= UTILE NETTO	2.072	3.052
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	7,5	12,5
ROI	18,5	21,1
ROS	24,2	23,8
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	41,7	67,1
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	72,3	44,8
DATI TECNICI		°
NUMERO DIPENDENTI	83.482	78.511
ENERGIA VENDUTA (TWh)	226,2	2.395
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	5.871	5.653

CONTINUA
↓

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.6 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI**
(SEGUE) **DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: EDISON S.P.A.**

Milioni di lire; dati semestrali

CONTO ECONOMICO (miliardi di lire)	31/12/98	31/12/99
+ RICAVI VENDITE	178.724	159.235
+ ALTRI RICAVI E PROVENTI	43.554	43.948
+ TOTALE FATTURATO	222.278	203.182
+ INCREMENTO DI IMMOBILIZZAZIONI PER LAVORI INTERNI	2.473	2.083
= VALORE DELLA PRODUZIONE	224.751	205.266
- COSTI ESTERNI	127.347	110.679
= VALORE AGGIUNTO	97.404	94.587
- COSTO DEL PERSONALE	34.791	37.281
= MARGINE OPERATIVO LORDO	62.613	57.306
- AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	20.064	21.802
= RISULTATO OPERATIVO	42.550	35.503
+ PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	4.531	(6.175)
- RIVALUTAZIONE ATTIVITÀ ECONOMICHE	2.349	8.864
+ DIVIDENDI	45.340	241.875
+ PROVENTI STRAORDINARI	2.118	14.654
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	92.190	276.993
- IMPOSTE	42.759	101.801
= UTILE NETTO	49.431	175.192
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	2,4	7,8
ROI	2,3	1,6
ROS	19,1	17,5
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	105,1	94,5
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	8,4	1,0
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	635	642
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (GWH) ^(A)	1.425	1.454
ENERGIA VENDUTA (GWH)	1.625	1.707
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	n.d.	5.733

CONTINUA
↓

(A) L'attività di produzione di energia elettrica non rientra nell'oggetto sociale della Edison S.p.A. ma in quello di altre aziende del gruppo Edison. Il valore si riferisce pertanto a quello del gruppo.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.6 **CONTO ECONOMICO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI**
 (SEGUE) **DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO: SONDEL S.P.A.**

Milioni di lire

CONTO ECONOMICO (miliardi di lire)	31/12/98	31/12/99
+ RICAVI E PROVENTI INDUSTRIALI	180.451	143.399
- COSTI CONSUMO MATERIALI + PROVENTI DIVERSI	97.412	83.432
= VALORE AGGIUNTO	83.039	59.967
- COSTO DEL PERSONALE	10.743	9.578
= MARGINE OPERATIVO LORDO	72.296	50.389
- AMMORTAMENTI ORDINARI	18.033	17.224
- ACCANTONAMENTI	153	150
= RISULTATO OPERATIVO	54.110	33.015
+/_ PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI	(2.194)	113
+ COMPONENTI NON OPERATIVI E STRAORDINARI	808	30.092
= RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	52.724	63.220
- IMPOSTE	19.795	18.789
= UTILE NETTO	32.929	44.431
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROE	7,3	9,6
ROI	10,3	5,8
ROS	30,0	23,0
INDICI DI STRUTTURA (valori in %)		
PATRIMONIO NETTO/ IMMOBILIZZAZIONI NETTE	86,2	87,8
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA/ PATRIMONIO NETTO	16,7	22,5
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	207	164
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)	1.384	1.131
ENERGIA VENDUTA (GWH)	1.317	1.070
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	9.814	21.240

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

TAV. 2.7 **DATI ECONOMICI E TECNICI DELLE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI**

Miliardi di lire; anni 1997 - 1998

DATI ECONOMICI E TECNICI	31/12/97	31/12/98
DATI ECONOMICI		
RICAVI VENDITE SETTORE ELETTRICO	2.407	2.481
RICAVI VENDITE ALTRI SETTORI	2.289	2.522
FATTURATO TOTALE	4.697	5.004
MARGINE OPERATIVO	1.239	1.466
RISULTATO OPERATIVO	741	808
INDICI DI REDDITIVITÀ (valori in %)		
ROS	15,8	16,1
DATI TECNICI		
NUMERO DIPENDENTI	14.724	14.098
NUMERO UTENTI	3.113	2.759
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (GWH)	10.289	12.305
ENERGIA VENDUTA (GWH)	17.148	15.688
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (NETTI)	n.d.	331

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio.

Gli indicatori tecnico-economici per il complesso delle imprese elettriche degli enti locali (IEL) sono rilevati annualmente dall'associazione di categoria, sebbene con un anno di ritardo rispetto alla disponibilità dei bilanci. La diversità del campione di rilevazione sotto il profilo numerico, passato da 57 a 69 unità tra il 1997 e il 1998, impone cautela nel confronto intertemporale.

Nonostante il numero di imprese del campione sia aumentato, gli addetti totali si riducono. Per quanto riguarda gli indicatori di redditività, nel 1998 il margine operativo lordo e il reddito operativo rappresentano rispettivamente il 29,3 per cento e il 16 per cento del fatturato. Tali indicatori sono tuttavia significativi per l'insieme delle attività in cui risultano specializzate le IEL che includono settori contigui all'elettrico, come il gas, l'acqua, i rifiuti e le telecomunicazioni. Infatti, in assenza di una normativa sull'*unbundling* nel 1998, le imprese non erano tenute alla separazione dei conti. A questo proposito si rileva che l'aumento della quota di fatturato derivante da settori diversi da quello elettrico può essere attribuita a politiche di diversificazione attuate nel corso del 1998 più che a una diversa composizione del campione (*cfr. Relazione Annuale 1999*).

2 Il campione rappresenta nel 1998 oltre il 90 per cento delle imprese elettriche locali in termini di fatturato e addetti.

LA FORMAZIONE DEI PREZZI E DELLE TARIFFE

L'andamento dei prezzi interni: indici e prezzi medi aggregati

Nel corso del 1998 l'apporto dell'energia elettrica alla riduzione dell'inflazione al consumo³, che era stato rilevante nell'anno precedente, si è esaurito. Le ripetute e consistenti flessioni registrate nel prezzo del petrolio, tornato sui livelli d'inizio anni Ottanta, non si sono riflessi sul prezzo al consumo in quanto, ai sensi della delibera n. 70/97, il gettito è stato impiegato per riassorbire il disavanzo del conto onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, totalmente ripianato nell'ultimo bimestre del 1998. L'unico aumento registrato in corso d'anno (1 per cento nel mese di gennaio) ha avuto effetti trascurabili sulla dinamica media annua.

Nel 1999, la flessione registrata nel primo trimestre è stata seguita da incrementi a partire da luglio, dovuti alla marcata risalita delle quotazioni petrolifere internazionali (Tav. 2.8)

3 Nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), l'Istat rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione".

La procedura di rilevazione dell'indice elementare del prezzo dell'energia elettrica attualmente in vigore avviene sulla base di una struttura multidimensionale di pesi che tiene conto delle diverse tipologie di contratti di fornitura esistenti. In particolare la struttura si articola secondo questi elementi:

- contratti per residenti e non residenti;
- 6 classi di potenza (<1,5 kW, 3 kW, 4,5 kW, 6 kW, 10 kW, >10 kW);
- 4 scaglioni di consumo annuo (<900, 900-1.800, 1.800-2.700, >2700 kWh);
- 6 voci di costo (quota fissa, tariffa, conto termico, imposta erariale, addizionale erariale, addizionale comunale);
- 20 regioni.

Dal 1999 l'Istat modifica annualmente la struttura di ponderazione dell'indice dei prezzi NIC. Sino al 1998 l'incidenza dell'energia elettrica nel calcolo dell'indice generale era pari all'1,79 per cento, mentre nel 1999 è scesa all'1,36 per cento. Il peso dell'energia elettrica nel paniere totale, comprensivo cioè della rilevazione dei tabacchi, è stato pari all'1,76 per cento sino al 1998 ed è ora dell'1,33 per cento. Tali pesi si riducono a quelli prima indicati quando calcolati sull'indice totale esclusi i tabacchi - vale a dire sull'indice che determina il tasso d'inflazione ufficiale.

TAV. 2.8 **INDICI MENSILI DEI PREZZI AL CONSUMO DELL'ENERGIA ELETTRICA**

Anni 1998-99; numeri indice 1995=100

	1998				1999			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE ^(A)	VAR. %
GENNAIO	94,7	1,6	88,3	-7,0	89,3	-5,7	82,1	-7,0
FEBBRAIO	94,7	1,6	88,0	-7,0	89,3	-5,7	81,9	-7,0
MARZO	94,7	1,6	87,9	-7,7	88,6	-6,4	81,1	-7,7
APRILE	94,7	1,6	87,8	-7,9	88,6	-6,4	80,9	-7,9
MAGGIO	94,7	1,6	87,7	-7,7	88,8	-6,2	80,9	-7,7
GIUGNO	94,7	1,6	87,6	-7,7	88,8	-6,2	80,9	-7,7
LUGLIO	94,7	2,2	87,6	-6,4	90,2	-4,8	82,0	-6,4
AGOSTO	94,7	2,2	87,5	-6,4	90,2	-4,8	81,9	-6,4
SETTEMBRE	94,7	2,2	87,4	-3,4	93,2	-1,6	84,5	-3,4
OTTOBRE	94,7	2,2	87,4	-3,6	93,2	-1,6	84,2	-3,6
NOVEMBRE	94,7	0,9	87,2	-1,9	94,9	0,2	85,6	-1,9
DICEMBRE	94,7	0,9	87,1	-1,9	94,9	0,2	85,5	-1,9
MEDIA ANNUA	94,7	1,7	87,6	-0,2	90,8	-4,1	82,6	-5,7

(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale dei prezzi al consumo per l'intera collettività (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Il confronto tra l'andamento dei ricavi medi unitari (indice di prezzo medio) riferiti alle vendite dell'Enel S.p.A. e gli indici Istat per le utenze domestiche rivela che mentre il primo indicatore riflette l'evoluzione della spesa media per energia elettrica sostenuta dai consumatori domestici, il secondo è un indice a pesi fissi in corso d'anno. Il dato dell'Enel S.p.A. riflette pertanto la natura non lineare dell'attuale struttura tariffaria; quello dell'Istat viene calcolato in base a una struttura di ponderazione che considera in modo esaustivo l'articolazione delle forniture per classi di utenza, livelli di potenza e regione di appartenenza, valorizzando quantità fisse in volume (numero di utenti e livello di consumi, riferiti a un certo anno base) con i livelli effettivi delle quote fisse e delle componenti tariffarie. Queste ultime comprendono le parti A, incluse le componenti A1, A2 e A3, e B della tariffa; a differenza del dato Enel S.p.A., sono inoltre comprese le imposte di consumo e l'IVA⁴ (cfr. Cap. 4).

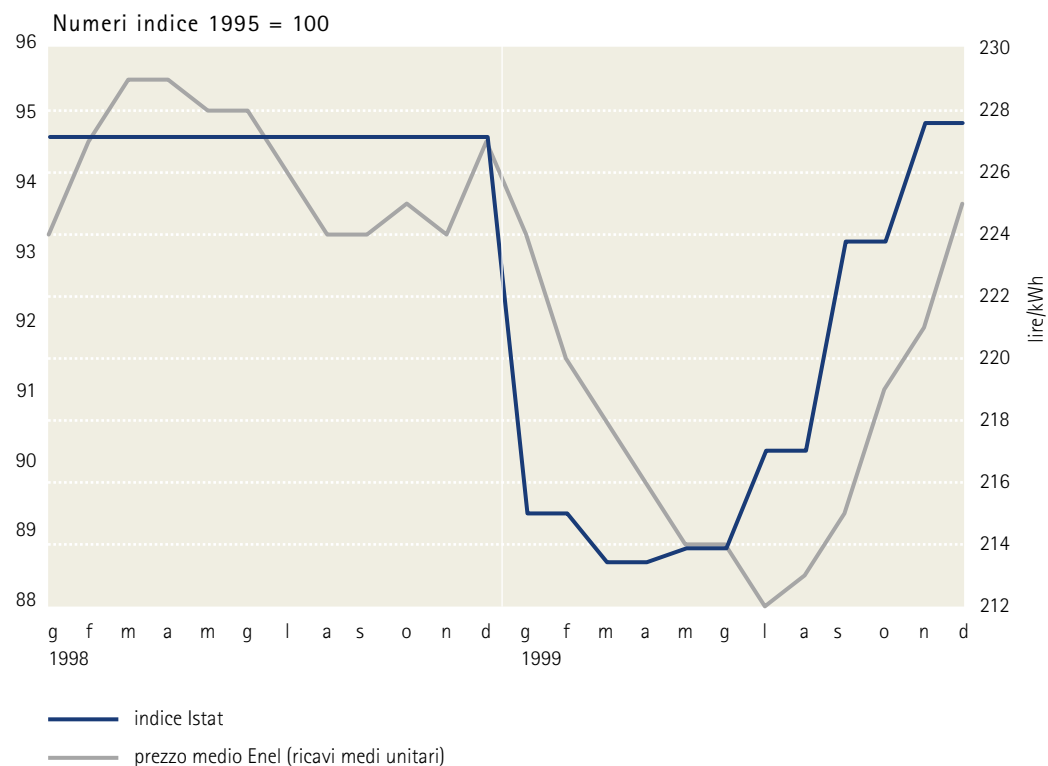
In linea generale, l'andamento dell'indicatore dell'Istat e di quello dell'Enel S.p.A. sono simili: la maggiore variabilità del secondo riflette la sua natura di indicatore di spesa effettiva con ponderazione implicitamente variabile. La concordanza fra i punti di svolta è apprezzabile con l'eccezione del dato relativo al luglio dell'anno 1999, su cui influisce, nei dati medi, il forte aumento dell'energia in tale mese (Fig. 2.2).

Gli andamenti congiunturali dei due indicatori sono correlati nel segno, anche se debolmente (il coefficiente di correlazione lineare è pari a 0,34); lo scostamento più ampio si registra nel gennaio del 1999, nel quale l'indice Istat cade del 5,7 per cento a fronte di una flessione più contenuta (1,2 per cento) del prezzo medio Enel S.p.A.; tale effetto è attribuibile all'introduzione da gennaio della nuova struttura di ponderazione per il calcolo del prezzo al consumo (quella relativa alle quantità dell'anno 1997⁵).

4 Il vettore di pesi usato dall'Istat a partire dall'anno in corso si basa sulla struttura delle vendite del 1997.

5 Nella nuova struttura, il peso delle categorie residenti con minori livelli di potenza si riduce lievemente a vantaggio delle utenze non residenti.

FIG. 2.2 **PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI: CONFRONTO TRA RICAVI MEDI UNITARI (INDICE DI PREZZO MEDIO) E INDICE DEL PREZZO AL CONSUMO**



Fonte: Elaborazione su dati Enel S.p.A. e Istat.

Liberalizzazione e prezzi dell'elettricità nei paesi europei

Nel corso dell'anno 2000 si è completato nei paesi aderenti alla UE il processo di recepimento della Direttiva europea 96/92/CE, che porterà alla rimozione degli ostacoli legali all'entrata di nuovi operatori nella produzione e nella fornitura di energia elettrica e alla liberalizzazione dell'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. È ancora prematuro, anche considerando che alcuni paesi come la Francia hanno recepito la direttiva solo nei primi mesi dell'anno in corso, constatare quel processo di riduzione e convergenza dei prezzi all'utenza finale che costituisce uno dei principali criteri di giudizio del grado di realizzazione del mercato unico europeo dell'energia. Riduzioni di prezzo significative si osservano in tutti i paesi che avevano avviato processi di riforma del settore elettrico ben prima del recepimento della Direttiva europea, come i paesi nordici, l'Inghilterra e Galles, ma a questi si aggiungono anche la Francia, il Portogallo e la Spagna, dove le riduzioni osservabili dei prezzi sono da ascrivere più a decisioni dei rispettivi organi di regolazione che alla dinamica dei mercati (Tavv. 2.9 e 2.10). Del tutto peculiare è invece il caso della Germania qui di seguito analizzata. Ostono tuttavia a un processo di convergenza dei prezzi l'esistenza di condizioni strutturali di costo assai differenziate tra i mercati, la diversa incidenza delle fiscalità (anche ambientale), la permanenza di asimmetrie nel grado di apertura dei mercati nazionali, le restrizioni della capacità di interconnessione e, non da ultimo, la diversità nell'assetto organizzativo dei mercati che la stessa direttiva preserva.

Assai più pallabile è invece l'impatto della liberalizzazione sul tasso di entrata di nuove imprese, sulla creazione di nuovi soggetti imprenditoriali, la formazione di nuove figure professionali e le strategie delle imprese. L'esistenza di opportunità di mercato profittevoli attrae nuovi investitori, mentre la ricerca di sinergie con altri settori anch'essi in via di liberalizzazione favorisce operazioni di diversificazione produttiva. In Inghilterra e Galles sono nati numerosi nuovi operatori in particolare nelle attività della produzione e della vendita, mentre il settore nel suo complesso si è arricchito di nuove figure professionali, anche grazie al consolidamento di imprese che hanno saputo sfruttare le nuove competenze acquisite in ambito internazionale. Lo stesso dinamismo imprenditoriale si osserva nei mercati nordici, in Germania e in Spagna.

Il caso tedesco

Il caso della Germania, che con la legge 28 aprile 1998 ha permesso a tutti i clienti di acquistare energia sul mercato libero, è esemplare per illustrare le forti potenzialità da un lato, i limiti dall'altro, di un processo di liberalizzazione affidato prevalentemente al lato della domanda. Infatti, la libertà di acquistare energia elettrica per tutti i consumatori, unita alla frammentazione del mercato in relazione al grande numero di imprese municipali (oltre 900) e a prezzi finali molto al di sopra della media europea hanno comportato effetti rilevanti sui prezzi all'utenza finale e sulle strategie delle imprese.

Sul lato dell'offerta, invece, le soluzioni adottate dalla legge non appaiono suscettibili di condurre a sistemi di tariffazione trasparenti ed efficienti capaci di attivare processi competitivi. Sono stati aboliti i monopoli regionali (attraverso la sospensione dei cosiddetti accordi di demarcazione) ed è stato istituito un sistema di accesso alle reti di tipo negoziato, mentre si è mantenuto in capo allo stesso soggetto la proprietà e la gestione delle reti di trasmissione e di distribuzione regionali. Esistono 9 imprese regionali, integrate verticalmente nelle fasi di distribuzione, trasmissione e produzione con proprio dispacciamento. Subito dopo l'approvazione della nuova legge si sono verificati casi di diniego dell'accesso alla rete deferiti all'Autorità antitrust nazionale quali violazioni del diritto di accesso alla rete e abuso di posizione dominante. Il recente accordo tra proprietari di rete per la fissazione delle tariffe di vettoriamiento (V-V2) è all'esame della Direzione Concorrenza presso la Commissione europea per presunta violazione dell'art. 85 del Trattato di Roma.

Il decremento dei prezzi è iniziato sin dal mese di aprile 1998, mese in cui è entrata in vigore la nuova legge sul settore. Inizialmente le offerte di prezzi più bassi si sono rivolte alle utenze industriali, con consumi e margini di redditività più elevati, ma successivamente, nel corso del 1999, la concorrenza si è estesa anche alle utenze domestiche.

Secondo alcune organizzazioni rappresentative delle imprese di distribuzione, la riduzione media dei prezzi nei contratti sottoscritti nel mercato libero dalle imprese industriali è dell'ordine del 30 per cento, con punte del 40 per cento per alcuni grandi clienti. Tali politiche di prezzo sono da porre in relazione con l'intento di contrastare il potere delle imprese municipalizzate, il cui controllo proprietario le rende impermeabili ad azioni di acquisizione, e di indurle per questa via alla cessione delle attività. La ricerca dell'efficienza che le politiche di riduzione dei prezzi inducono è accelerata anche da operazioni di fusione e acquisizione, come quelle avviate tra le società Viag e Veba e tra Rwe e Vew. Tali politiche, oltre che spingere alla razionalizzazione dei costi, porteranno a una selezione degli operatori di mercato e a una loro rapida riduzione. Occorre inoltre sottolineare l'impulso impresso al mercato dalla nascita di nuovi operatori, come società di intermediazione che raccolgono i contratti

di fornitura di numerosi clienti, senza assumerne la titolarità, per spuntare condizioni contrattuali favorevoli con i migliori offerenti. Tali iniziative hanno raccolto successo soprattutto presso le piccole imprese industriali e artigiane normalmente sottoposte a maggiori costi di approvvigionamento.

Le riduzioni dei prezzi per le utenze domestiche sono state più circoscritte, secondo alcuni osservatori nell'ordine del 10 per cento. Si tratta in ogni caso di diminuzioni non generalizzate, non catturate dalle statistiche Eurostat commentate di seguito. Per l'anno 2000, diverse società e banche hanno formulato previsioni di riduzioni medie di prezzo che oscillano tra il 10 e il 15 per cento. Il minor dinamismo previsto per tali utenze si spiega in relazione sia al minor grado di concorrenzialità tra le imprese, dovuto ai più ridotti margini di guadagno, sia della prevalenza di comportamenti di consumo inerziali che non spingono a cambiare il proprio fornitore.

Confronti internazionali di prezzo

I confronti di prezzo dell'energia elettrica vengono effettuati sulla base sia della metodologia del prezzo medio, utilizzata dall'AIE-OCSE, sia della metodologia del consumatore tipo, impiegata dall'Eurostat.

Come già menzionato nella *Relazione Annuale 1999*, i confronti del prezzo italiano per le utenze domestiche impiegando le statistiche AIE presentano una controindicazione metodologica dovuta all'esistenza nella vigente struttura tariffaria italiana di una forte variabilità dei prezzi in funzione del consumo che non trova riscontro in nessun altro paese europeo e che rende le statistiche di prezzo medio poco significative. Per tali ragioni vengono incluse le sole statistiche Eurostat riferite a diverse tipologie di utenza, specificate per livelli di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume registrati nell'anno 1997 (distinti per utenza domestica e utenza industriale). Ciò permette di valutare l'onerosità dei prezzi italiani rispetto ai maggiori paesi europei in maniera più corretta, in quanto i consumi dei vari paesi hanno dimensioni assai diverse. I confronti sono effettuati in lire/kWh, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

**Confronti internazionali
in base al prezzo
per tipologia di consumo**

Nel 1999 (1 luglio) le *utenze domestiche* con livelli di consumo più bassi, di 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte inferiore a quello di tutti i paesi europei. Di contro, le utenze con livelli di consumo più elevati, corrispondono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte al di sopra della media europea⁶. Qualora si prendesse a riferimento come classe rappresentativa del livello dei prezzi dell'energia elettrica in Italia la tipologia di utenti con consumi più bassi, si trarrebbero conclusioni opposte a quelle determinate dall'analisi dei soli livelli di consumo superiori (Tav. 2.9).

Anche sotto il profilo congiunturale, le variazioni registrate ai prezzi italiani nel luglio 1999, pur se di entità modesta, sono di segno diverso in funzione del livello di consumo considerato e indicano una tendenza verso il riequilibrio tariffario: l'aumento dei prezzi per le classi di consumo più basse - che presentano livelli inferiori a quelli di tutti i paesi europei - è in controtendenza rispetto alla media europea, mentre le riduzioni per le classi di consumo più elevate sono in linea con l'andamento europeo.

I prezzi dell'energia elettrica per le *utenze industriali*, sia al lordo, sia al netto delle imposte, risultano tra i più elevati in Europa. Tuttavia, il divario con il valore medio si riduce progressivamente con l'aumentare del livello dei consumi. Se per le piccole utenze industriali e terziarie con consumi da 160 kWh a 2 GWh il prezzo al lordo delle imposte supera rispettivamente del 23 per cento e del 36 per cento la media europea, per le grandi utenze con consumi di 50 GWh e di 70 GWh, il divario si riduce rispettivamente al 15,3 per cento e al 4,9 per cento. Al netto delle imposte il divario con il valore medio è molto più contenuto per tutte le tipologie di consumo, a causa della degressività dell'incidenza fiscale che diminuisce in funzione dei consumi. In alcuni casi, come per i livelli di consumo di 2 GWh annui, che corrispondono generalmente a piccole-medie imprese industriali, il divario è addirittura negativo (Tav. 2.10).

Sotto il profilo congiunturale, tutte le tipologie di consumo evidenziano decrementi dei prezzi (compresi tra l'11 e il 18 per cento), più marcati di quelli relativi alla media europea.

Le statistiche disponibili non consentono ancora di valutare l'effetto della impennata dei prezzi petroliferi nell'ultimo semestre 1999 che potrebbe aver divaricato la distanza con la media europea.

⁶ In particolare, il divario per gli utenti con consumi di 3.500 kWh e di 7.500 kWh annui è in entrambi i casi di oltre il 64 per cento per i prezzi al lordo delle imposte e, rispettivamente del 42 per cento e del 64 per cento, per i prezzi al netto delle imposte.

TAV. 2.9 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE
PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 600 KWH			CONSUMO ANNUO 1.200 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE
	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh
AUSTRIA	300,5	0,4	236,4	289,7	0,5	227,3
BELGIO	404,1	-1,3	331,3	380,9	-1,4	312,1
DANIMARCA	568,3	5,4	290,1	448,2	5,7	194,0
FINLANDIA	291,0	-8,4	225,0	214,2	-6,5	161,9
FRANCIA ^(B)	316,7	-4,4	248,9	279,8	-3,4	217,1
GERMANIA ^(B)	472,2	4,5	387,3	391,5	6,7	317,7
GRECIA	162,5	-4,7	150,4	152,6	-4,7	141,2
IRLANDA	299,9	-0,6	266,4	247,8	-0,6	220,3
ITALIA	124,7	4,5	113,2^(A)	139,6	4,0	126,8^(A)
LUSSEMBURGO	440,3	0,4	415,5	329,9	0,4	311,2
NORVEGIA	601,3	-7,3	475,2	345,2	-7,9	266,9
OLANDA ^(B)	299,7	1,5	254,4	255,5	1,0	203,0
PORTOGALLO	247,6	-4,1	234,1	283,9	-4,1	269,3
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	323,5	-17,9	308,1	241,9	-18,0	230,3
SPAGNA	276,1	-3,7	226,5	276,1	-3,7	226,5
SVEZIA	421,9	-9,9	306,1	281,9	-8,4	194,0
MEDIA EUROPEA PONDERATA^(C)	353,1	-1,1	289,9	288,4	-1,0	234,0
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	-64,7		-60,9	-51,6		-45,8

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.9 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE**
(SEGUE) **PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	CONSUMO ANNUO 3.500 KWH			CONSUMO ANNUO 7.500 KWH		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE	AL LORDO DELLE IMPOSTE		AL NETTO DELLE IMPOSTE
	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh
AUSTRIA	244,4	0,5	189,6	246,5	0,4	191,3
BELGIO	278,8	-1,9	230,4	254,4	-2,1	207,6
DANIMARCA	369,2	5,9	130,9	345,8	6,0	112,1
FINLANDIA	169,0	-7,0	125,1	145,4	-7,2	105,5
FRANCIA ^(B)	228,3	-4,9	179,7	222,1	-4,5	174,1
GERMANIA ^(B)	313,6	9,8	250,5	296,1	11,0	235,4
GRECIA	129,9	-4,8	120,2	146,4	-4,6	135,3
IRLANDA	173,1	-0,7	153,9	166,3	-0,6	147,9
ITALIA	410,3	-5,6	327,4^(A)	379,1	-6,0	299,1^(A)
LUSSEMBURGO	220,0	0,4	207,6	213,6	0,4	201,6
NORVEGIA	176,7	-9,2	130,0	129,8	-10,2	91,8
OLANDA ^(B)	225,2	1,3	158,1	215,3	0,6	144,4
PORTOGALLO	244,7	-4,1	232,7	217,1	-4,1	206,6
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	170,0	-18,8	161,9	154,3	-18,6	146,9
SPAGNA	215,9	-3,7	177,0	198,1	-3,7	162,5
SVEZIA	189,9	-6,1	120,4	184,5	-6,0	116,2
MEDIA EUROPEA PONDERATA^(C)	247,4	-5,9	231,0	231,0	-5,6	182,0
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	65,8		41,7	64,1		64,3

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.10 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	160.000 kWh ANNO (100 kW, 1.600 h)			2 GWh ANNO (500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98
AUSTRIA	235,0	220,8	-1,5	159,0	145,2	-1,5
BELGIO	225,0	225,0	-1,9	142,6	142,6	-3,1
DANIMARCA	114,0	97,6	-3,9	108,0	91,6	-5,3
FINLANDIA	107,0	98,6	-7,8	82,4	74,0	-8,1
FRANCIA ^(B)	160,3	155,2	-2,2	109,8	109,8	-2,4
GERMANIA ^(B)	250,5	241,1	-2,4	158,4	153,6	-4,1
GRECIA	153,8	153,8	4,8	113,4	113,4	4,7
IRLANDA	210,7	210,7	-0,7	128,1	128,1	-0,7
ITALIA	229,2	177,0^(A)	-11,0	172,2	131,8^(A)	-14,2
LUSSEMBURGO	204,5	204,5	0,0	141,3	141,3	-14,4
OLANDA ^(B)	197,7	186,8	2,4	114,2	111,9	1,4
NORVEGIA	95,9	95,9	-9,4	63,9	63,9	-9,6
PORTOGALLO	166,6	166,5	-9,1	125,7	125,7	-9,1
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	176,1	176,1	-8,1	107,7	107,7	-47,9
SPAGNA	149,6	142,3	-1,4	126,6	120,4	0,0
SVEZIA	99,6	99,6	-12,0	66,6	66,6	-8,3
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	187,2	175,9	-4,6	126,7	119,2	-13,9
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	22,5	0,6		36,0	10,6	

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

(D) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.10 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**
(SEGUE)

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	10 GWh ANNO (4.000 kW, 6.000 h)			24 GWh ANNO (2.500 kW, 4.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE ^(D)	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98
AUSTRIA	n.d.	n.d.	4,2	n.d.	n.d.	n.d.
BELGIO	130,7	130,7	-3,4	106,9	106,9	-4,1
DANIMARCA	105,8	89,4	-4,9	100,2	83,8	-5,1
FINLANDIA	80,9	72,5	-9,2	74,1	65,7	-7,6
FRANCIA ^(B)	109,8	109,8	-2,4	95,1	95,1	-2,3
GERMANIA ^(B)	153,5	149,9	-3,1	125,7	122,4	-3,6
GRECIA	113,4	113,4	4,7	95,4	95,4	4,8
IRLANDA	119,6	119,6	-0,7	102,7	102,7	-0,7
ITALIA	157,3	131,8^(A)	-14,2	122,0	108,3^(A)	-16,8
LUSSEMBURGO	110,0	110,0	0,3	90,6	90,6	0,3
OLANDA ^(B)	112,5	110,0	1,5	94,0	93,9	1,6
NORVEGIA	55,4	55,4	-8,1	44,4	44,4	-9,7
PORTOGALLO	125,7	125,7	-9,1	102,5	102,5	-9,1
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	96,2	96,2	-7,1	n.d.	n.d.	-7,1
SPAGNA	118,6	112,8	0,0	106,6	101,4	0,0
SVEZIA	60,3	60,3	-10,7	52,9	52,9	-11,3
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	120,1	114,8	-5,1	102,9	99,2	-5,3
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	30,9	14,8	-45,2	18,6	9,2	-62,2

CONTINUA
↓

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

(D) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

TAV. 2.10 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI**

(SEGUE)

1 Luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

PAESI	50 GWh ANNO (10.000 kW, 5.000 h)			70 GWh ANNO (10.000 kW, 7.000 h)		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE		AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	
	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var. % 99/98
AUSTRIA	n.d.	n.d.	25,3	n.d.	n.d.	41,0
BELGIO	93,7	93,7	-5,2	80,1	80,1	-5,8
DANIMARCA	97,0	80,6	-5,5	95,9	79,5	-5,4
FINLANDIA	61,1	52,7	-10,9	58,9	50,5	-9,3
FRANCIA ^(B)	87,3	87,3	-2,6	87,5	78,7	-2,5
GERMANIA ^(B)	129,7	130,5	-3,2	114,8	108,8	-5,8
GRECIA	89,2	89,2	4,7	78,2	78,2	4,7
IRLANDA	103,4	103,4	-0,7	93,8	93,8	-0,7
ITALIA	115,9	102,2^(A)	-15,6	98,3	86,6^(A)	-17,9
LUSSEMBURGO	94,1	94,1	0,5	82,9	82,9	0,4
OLANDA ^(B)	94,0	98,8	1,5	101,0	89,4	2,2
NORVEGIA	41,9	41,9	-7,2	40,5	40,5	-8,3
PORTOGALLO	91,9	91,9	-9,1	84,4	84,4	-9,1
INGHILTERRA E GALLES ^(B)	n.d.	n.d.	-7,1	n.d.	n.d.	-7,1
SPAGNA	106,8	101,6	0,0	98,5	93,7	0,0
SVEZIA	53,5	53,5	-9,9	49,9	49,9	-10,9
MEDIA EUROPEA PONDERATA ^(C)	100,5	97,7	-5,1	93,6	87,5	-5,7
ITALIA: scostamento percentuale dalla media europea	15,3	4,7	-73,7	4,9	-0,9	-106,8

(A) Prezzi inclusivi di una quota degli oneri di sistema (componenti tariffarie A1, A2 e A3) vigenti al 1 luglio 1999 (delibera n. 88 /99).

(B) In tali paesi i prezzi sono differenziati geograficamente e si è pertanto calcolata la media aritmetica dei prezzi delle varie località.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

(D) I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

La questione degli *stranded cost*: sviluppi in Europa

A seguito del recepimento della Direttiva 96/92/CE gli Stati membri dell'Unione Europea possono recuperare gli *stranded cost* (cfr. *Relazione Annuale 1999*) facendo ricorso alla procedura ex art. 24 della Direttiva (che permette agli Stati membri di richiedere un regime transitorio, qualora a causa delle disposizioni della Direttiva non sia possibile adempiere ad impegni o garanzie di gestione accordati prima dell'entrata in vigore della Direttiva stessa), ovvero quella per il loro riconoscimento come "aiuti di Stato". Nel primo caso ad occuparsi delle notifiche da parte degli Stati membri è la Direzione Generale dell'Energia e Trasporti della Commissione europea, nel secondo quella della Concorrenza.

Quasi tutti gli Stati membri (precisamente 12 Stati, inclusi i tre che hanno ottenuto una deroga per il recepimento della Direttiva, ed escluse l'Italia, la Svezia e la Finlandia) hanno richiesto l'applicazione dell'art. 24.

In occasione della riunione multilaterale sugli aiuti di Stato tenutasi a Bruxelles il 14 giugno 1999, la Direzione generale della Concorrenza ha presentato il documento *Metodologia per l'analisi degli aiuti di Stato connessi ai cosiddetti costi non recuperabili* nel quale vengono proposti criteri di ammissibilità dei costi non recuperabili al fine del riconoscimento di aiuti da parte degli Stati membri. Tali criteri sono stati ampiamente trattati nella *Relazione Annuale 1999* (cfr. Capitolo 2, pag. 120).

Successivamente alla presentazione del documento, la Commissione europea ha dato una prima risposta alle richieste di otto Stati membri (Austria, Danimarca, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda, Spagna e Regno Unito) sulla possibilità di applicare schemi transitori in deroga alla Direttiva 96/92/CE. La Commissione ha sostenuto la non applicabilità, ad eccezione di parte delle richieste avanzate dalla Germania e dal Lussemburgo (con riferimento alla possibilità di derogare alle norme sull'*unbundling* per la società Cogedel, in ragione delle modeste dimensioni di quest'ultima); tali richieste dovranno, pertanto, essere analizzate come aiuti di Stato dalla Direzione generale della Concorrenza.

Per quanto concerne l'Austria, la richiesta di risarcimento riguarda le garanzie operative relative ad alcuni impianti idroelettrici e i contratti di acquisto a lungo termine di lignite. L'ammontare complessivo richiesto è di 8,7 miliardi di scellini (equivalenti a circa 1.230 miliardi di lire).

La Danimarca ha avanzato una richiesta di 4,5 miliardi di corone equivalenti a circa 1.100 miliardi di lire. Gli *stranded cost* riguardano i contratti *take or pay* per l'acquisto di gas, la chiusura di 30 vecchi impianti a carbone e gli schemi pensionistici per i dipendenti di alcune municipalizzate aventi lo status di impiegati pubblici.

Per quanto riguarda la Francia, la richiesta riguarda l'obbligo di acquisto di energia a carico del monopolista francese, EdF, valevole fino al 2012, il *decommissioning* del Superphenix.

La Germania ha invece chiesto una deroga all'applicazione della Direttiva fino al 2003 in favore della Veag (impresa di produzione dell'ex Germania est) per permettere a quest'ultima di continuare a produrre energia elettrica da lignite e di realizzare gli ingenti investimenti necessari per la modernizzazione del parco elettrico delle regioni orientali.

Nel caso dell'Olanda gli *stranded cost* richiesti riguardano il recupero delle perdite relative ai progetti di teleriscaldamento, i costi di progettazione di un impianto di rigassificazione a carbone, un contratto a lungo termine tra generatori e distributori e alcuni contratti internazionali di acquisto di energia elettrica/gas. L'ammontare richiesto si aggira intorno a 6.000 miliardi di lire.

In Spagna la richiesta riguarda i costi necessari per compensare i generatori della riduzione del prezzo dell'elettricità e l'obbligo di acquisto di carbone nazionale. L'ammontare è di circa 2.000 miliardi di pesetas (oltre 22.000 miliardi di lire) da recuperare in 10 anni. Una parte consistente dei costi verrebbe anticipato alle imprese elettriche dalle principali banche nazionali.

Infine, la Gran Bretagna ha richiesto circa 80 milioni di sterline (circa 250 miliardi di lire) per l'ammodernamento e adeguamento di impianti siti nell'Irlanda del nord.

In data 26 gennaio 2000 è stato approvato dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro e del bilancio, il decreto sulla individuazione degli oneri generali del sistema elettrico. In particolare il decreto identifica due categorie di *stranded cost* recuperabili rispettivamente in sette e dieci anni a partire dall'1 gennaio 2000:

- i costi derivanti da obblighi contrattuali ed investimenti associati ad impianti di produzione di energia elettrica realizzati prima del 19 febbraio 1997 e che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva 96/92/CE. Tali costi potranno essere recuperati a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti e che, comunque siano stati imposti all'impresa produttrice-distributrice da atti legislativi o di programmazione nazionale;
- i maggiori oneri derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale liquefatto importato dall'Enel S.p.A. dalla Nigeria.

Un periodo di sette anni è stato altresì previsto per il recupero della maggiore valorizzazione dell'elettricità prodotta da impianti idro e geotermoelettrici con potenza maggiore o uguale a 3 MW. L'esatta quantificazione dei costi è effettuata dall'Autorità annualmente, a consuntivo, per ciascun impianto. Il decreto stabilisce l'ammontare degli *stranded cost* che è stato fissato pari a 15.000 miliardi. Un periodo di sette anni è stato altresì previsto per il recupero della maggiore valorizzazione dell'elettricità prodotta da impianti idro e geotermoelettrici con potenza maggiore o uguale a 3MW, cioè della cosiddetta rendita idroelettrica, ovvero della quota del prezzo dell'energia relativa al costo del combustibile che i produttori idroelettrici non ricevevano nel vecchio regime e che nel regime del mercato liberalizzato invece ottengono.

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Le modifiche della struttura dell'offerta e la nascita di nuovi operatori

Uno dei primi effetti della liberalizzazione del mercato elettrico, sia pure ancora ad uno stadio iniziale, è l'entrata di nuovi concorrenti e la nascita di nuovi operatori. I soggetti giuridici previsti dal dlgs. n. 79/99 che hanno iniziato ad operare sul mercato libero sono grossisti, produttori, distributori e consorzi. A tali operatori si aggiunge la figura del *trader*, non disciplinata dal decreto, ma riconducibile alla più generale fattispecie giuridica degli intermediari.

Per grossista il dlgs. n. 79/99 intende la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione; tale soggetto assume la titolarità dei contratti di fornitura di energia elettrica. Per analogia può essere descritta la figura del *trader*, non disciplinata dal decreto menzionato, come la persona fisica o giuridica che pur svolgendo le stesse funzioni del grossista e sempre non esercitando attività di produzione, trasmissione e distribuzione, non assume la titolarità dei contratti di fornitura, ma agisce come mero intermediario. Il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto, per la vendita o per l'uso proprio, in una percentuale non superiore al 70 per cento. Il distributore è la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica esercitando attività di trasmissione (su reti a media alta tensione) e/o distribuzione (su reti a media e bassa tensione).

Molti distributori o autoproduttori già presenti sul mercato hanno aperto nuove aree d'affari o società specificatamente dedicate al mercato libero. In molti casi l'entrata nei nuovi settori di business è avvenuta attraverso la ricerca di siner-

gie con altre imprese spesso concorrenti attraverso la conclusione di *joint ventures* e accordi. Sono inoltre nati oltre 10 *trader* e 32 grossisti. Diverso è il caso dei consorzi ai quali viene riconosciuta la qualifica di clienti idonei, che appaiono un operatore del tutto nuovo nel panorama italiano e internazionale (salvo il caso dei consorzi di acquisto in Germania). Sebbene siano stati concepiti soprattutto come uno strumento organizzativo per favorire l'accesso al mercato libero di quelle imprese che non raggiungono le soglie di idoneità previste dal dlgs. n. 79/99, i consorzi stanno assumendo nella prassi funzioni di intermediazione e di servizio sempre più complesse tali da giustificare l'esistenza anche in un mercato nel quale fosse consentito a tutte le imprese di acquistare energia nel mercato libero. Al 30 aprile 1999 si contavano 122 consorzi e società consortili (*cfr.* Tav. 2.16).

La funzione di intermediazione e di assistenza nel nuovo contesto di mercato liberalizzato è destinata ad assumere un ruolo sempre più ampio e ad essere offerta da nuovi soggetti di natura diversa, come di fatto già avviene nei paesi in cui il processo di liberalizzazione è più avanzato. I servizi comprendono l'assistenza tecnica relativa alla misurazione dei profili di consumo e delle curve di carico, alla ottimizzazione delle curve di carico e alla gestione efficiente della domanda. Anche la creazione della Borsa, prevista dal dlgs. n. 79/99 per l'anno 2001, richiederà competenze e strumenti di intermediazione nuovi, spesso non disponibili internamente a imprese per anni attive nella gestione dei flussi fisici dell'energia elettrica in mercati amministrati. Inevitabile sarà quindi la nascita di soggetti specializzati nelle attività di trading. Sinergie in tali attività potranno svilupparsi anche per la contemporanea liberalizzazione del mercato del gas. Gli intermediari, compresi i consorzi già attivi in tale business, potranno utilizzare gli acquisti o le vendite nella borsa per coprire le differenze tra la domanda prevista oggetto di contratti bilaterali e quella effettiva, mentre il mercato spot potrà essere utilizzato per gli sbilanciamenti di breve periodo.

Il piano di dismissioni delle centrali dell'Enel S.p.A.

Il quadro di riferimento normativo

Il dlgs. n. 79/99 stabilisce all'art. 8, comma 1 che, a partire dal 2003, nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. A questo scopo, il decreto dispone che entro la stessa data l'Enel S.p.A. dovrà cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo, indicando alcuni obiettivi:

- consentire adeguate condizioni di mercato;

- assicurare la compatibilità con i piani industriali, il mantenimento della produzione nei siti e le ricadute occupazionali;
- tenere conto delle esigenze di sviluppo, innovazione, ricerca ed internazionalizzazione di Enel S.p.A..

Nel giugno 1999 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha tradotto questi obiettivi in linee guida per la dismissione degli impianti di generazione di proprietà dell'Enel S.p.A. tramite apposita nota fatta pervenire alla società elettrica.

Nel luglio 1999 il Consiglio di Amministrazione dell'Enel S.p.A. ha presentato al Governo un piano per le cessioni degli impianti. Il piano individuava gli impianti da cedere prevedendone l'accorpamento in tre società e descriveva i principali criteri seguiti nell'identificazione degli impianti da trasferire a ciascuna di esse con particolare riferimento al *mix* tecnologico, all'articolazione geografica e all'attribuzione del personale.

Con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 il Governo ha approvato il piano presentato da Enel S.p.A., ritenendo che questo fosse rispondente alle finalità indicate nell'art. 8 del dlgs. n. 79/99 e alle modalità successivamente indicate nelle linee guida del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato "sia per quanto concerne il volume della capacità produttiva da cedere, sia per quanto concerne l'osservanza delle condizioni e degli obblighi imposti dal decreto in ordine in particolare alla garanzia di adeguate condizioni di mercato, alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali".

Il decreto ha previsto che la cessione degli impianti individuati nel Piano avvenisse mediante la costituzione da parte di Enel S.p.A. di tre società per azioni e la successiva alienazione da parte di Enel S.p.A. delle relative partecipazioni azionarie.

Nei mesi successivi Enel S.p.A. ha provveduto alla costituzione delle tre società denominandole Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A. e conferendo loro gli impianti, di cui all'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 4 agosto 1999.

Le modalità con le quali dovrà avvenire la cessione di tali partecipazioni sono state definite con successivo decreto interministeriale 25 gennaio 2000, firmato dai Ministri dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del tesoro.

Gli obiettivi e i criteri per la dismissione indicati dal Governo

La nota con la quale il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha indicato a Enel S.p.A. i criteri per la dismissione degli impianti, prevede che i nuovi produttori dovranno disporre di un parco impianti caratterizzato da una capacità produttiva di dimensioni sufficienti a garantire:

- economicità ed efficienza della produzione;
- autonomia nella gestione dell'offerta in termini di riserva e di programmi di manutenzione degli impianti.

Viene inoltre indicato che le dismissioni dovranno riguardare:

- un *mix* di impianti di base e di punta, tale da consentire di concorrere in ogni fase della domanda;
- un *mix* diversificato di fonti di energia primaria;
- alcuni impianti obsoleti, in modo da attivare investimenti per l'incremento dell'efficienza e l'economicità della gestione, in particolare nelle aree del Mezzogiorno;
- un'adeguata articolazione geografica, in modo da garantire una pluralità di offerta nelle diverse aree del territorio nazionale, impedendo che si possano creare monopoli locali.

Infine, la nota prevede che le offerte di acquisto includano piani industriali che specifichino:

- il periodo minimo per il quale verrà garantito il mantenimento dell'attività di produzione nei siti interessati;
- le modalità di gestione della continuità occupazionale;
- i programmi di investimento.

Il piano di cessione presentato da Enel S.p.A. e approvato dal Governo

Gli impianti individuati nel piano di cessione, elaborato da Enel S.p.A. e approvato dal governo, e conferiti alle tre società del gruppo Enel S.p.A. ammontano ad una capacità complessiva di generazione di poco superiore ai 15.000 MW (Tav. 2.11 e Fig. 2.3)

TAV. 2.11 IL PIANO DI CESSIONE ENEL S.P.A.: CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI

SOCIETÀ	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	IMPIANTO RICONVERTITO (MW)			PERSONALE unità/GW
		base	mid-merit	totale	
EUROGEN (A)					
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	2.010	3.340	614	6.711	285,2
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		137	629	766	566,6
TOTALE	2.010	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTROGEN (B)					
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	1.665	3.780	770	4.550	302,7
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		57	957	1.014	376,7
TOTALE	1.665	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)					
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	1.433	2.980		2.980	400,7
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		27	36	63	1.603,2
TOTALE	1.433	3.007	36	3.043	429,7
TOTALE A+B+C	5.108	10.321	3.006	16.084	
DI CUI TERMO	5.108	10.100	1.384	14.241	
DI CUI IDRO		221	1.622	1.843	

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Con riferimento ai criteri per le dismissioni stabiliti dal Governo, la distinzione tra impianti di base e impianti di punta proposta dalle linee guida indicate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato viene tradotta nel piano in una distinzione tra impianti di base – definiti come termici ad elevato rendimento e idroelettrici ad acqua fluente – ed impianti *mid merit* – definiti come impianti destinati a modulare il carico e che operano per un numero limitato di ore all'anno, quali gli impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i termoelettrici a rendimento inferiore. Tra gli impianti tradizionalmente intesi come di punta (turbogas) ne viene ceduto uno solo, corrispondente al 6 per cento della potenza turbogas attuale di Enel S.p.A.

Per quanto riguarda il *mix* di fonti energetiche, il criterio di diversificazione richiesto dal Governo appare sostanzialmente rispettato, con un'importante eccezione nel caso della fonte idroelettrica. Anche se si considerano gli ulteriori 2.880 MW di potenza installata che, secondo le indicazioni contenute nel piano, saranno oggetto di *joint ventures* con la regione Valle d'Aosta e le Province di Trento e Bolzano (e che non sono compresi nei 15.000 MW di cessioni richieste), la capacità idroelettrica installata di proprietà dell'Enel S.p.A. sarà prossima al 60 per cento del totale nazionale. Se in tali *joint ventures* l'Enel S.p.A. volesse mantenere una partecipazione significativa almeno nei primi anni – come riportato nel Piano – la quota di proprietà dell'ex-monopolista rispetto al totale installato nel territorio nazionale salirebbe oltre il 70 per cento. Il requisito di una equilibrata distribuzione geografica degli impianti appare sostanzialmente rispettato.

Per quanto riguarda invece il grado di obsolescenza degli impianti di generazione conferiti alle tre società, un'analisi delle caratteristiche di tali impianti mostra che mentre le società Eurogen e Elettrogen e l'Enel Produzione S.p.A. avranno parchi confrontabili, sensibilmente peggiore sarà la situazione della società Interpower (Fig. 2.4). Interpower potrà tuttavia trarre vantaggio da una quota maggiore della capacità alimentata a carbone, più competitiva in periodi caratterizzati da elevati prezzi del petrolio.

Secondo il piano, la produzione dell'Enel S.p.A. nel 2003 si collocherà intorno al 40 per cento del totale. La plausibilità di questa stima appare legata all'evoluzione della domanda, della produzione di terzi incentivata e non, all'idraulicità, all'esito e alla rapidità dei processi di riconversione delle centrali obsolete nelle diverse società poste sul mercato. In particolare, appare importante quanto riportato nel piano in tema di impegni assunti dagli acquirenti⁷.

L'art. 8 del dlgs. n. 79/99 richiedeva che nel Piano si trovasse “la necessaria attenzione alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali”; indicazioni ribadite nella nota sui criteri per le dismissioni del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Il piano approvato dal Governo rispetta questi requisiti prevedendo per ogni società la predisposizione di un programma industriale contenente indicazioni in merito a progetti di trasformazione a ciclo combinato degli impianti convertibili (cioè quelli per i quali gli estensori del Piano giudicano la trasformazione “largamente conveniente da un punto di vista economico”), garanzie di fornitura dei combustibili necessari alla conduzione degli impianti, struttura patrimoniale ottimale e caratteristiche di tutti i contratti stipulati e degli accordi necessari alla valorizzazione dei flussi di cassa (per esempio eventuali contratti con l'Acquirente Unico).

7 Il decreto stabilisce che le società alienate e i loro acquirenti rispettino sia gli impegni previsti nel piano di cessione, sia quelli contenuti negli accordi sindacali successivamente intercorsi tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, le parti sindacali e l'Enel S.p.A. (denominati Protocolli di intesa).

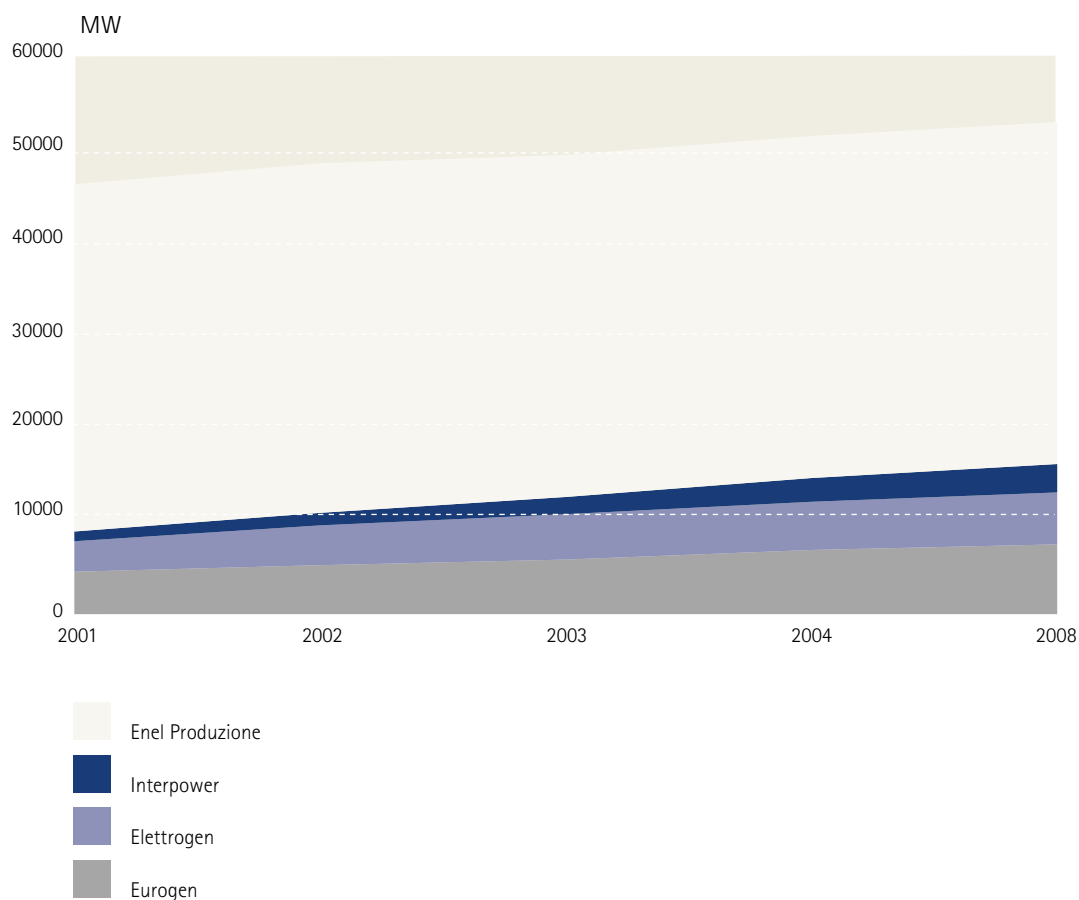
TAV. 2.12 IMPEGNI DI RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI A CICLO COMBINATO

SOCIETÀ	CAPACITÀ TERMoeLETRICA A REGIME (2008) MW	CAPACITÀ DA RICONVERTIRE A CICLO COMBINATO MW	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	CAPACITÀ TERMoeLETRICA ATTUALE MW
EUROGEN S.P.A.	6.711	3.860	2.010	6.242
ELETTROGEN S.P.A.	4.551	3.200	1.665	4.424
INTERPOWER S.P.A.	2.980	2.400	1.433	2.548
ENEL PRODUZIONE S.P.A. ^(A)	24.410	2.238	n.d.	23.444

(A) I dati sono basati sui programmi di riconversione trasmessi dall'Enel S.p.A. all'Autorità nel dicembre 1998

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

FIG. 2.3 POTENZA DISPONIBILE DELL'ENEL PRODUZIONE S.P.A. E DELLE TRE SOCIETÀ IN CESSIONE



Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Dalla tavola 2.12 risulta che l'onere di riconversione a ciclo combinato grava in misura molto maggiore sulle tre società in corso di cessione, rispetto all'attività produttiva dell'Enel Produzione S.p.A. Questo elemento potrebbe ridurre significativamente il gettito delle cessioni. D'altra parte gli evidenti problemi connessi alla realizzazione di nuovi impianti sul territorio nazionale (disponibilità di siti e difficoltà autorizzative) e i limiti posti alle importazioni dalla scarsa capacità di interconnessione con l'estero agiscono in direzione opposta.

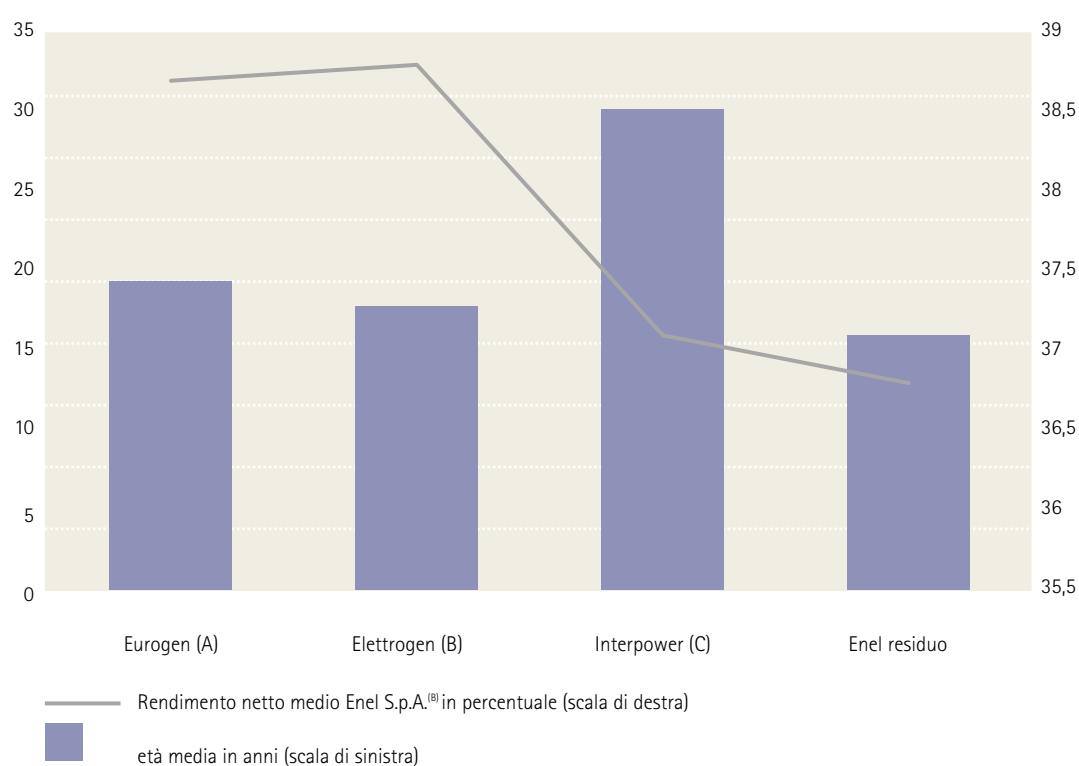
Gli impegni di riconversione degli impianti a ciclo combinato previsti nel Piano e considerati come vincolanti dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 avranno un ruolo determinante nell'influenzare l'evoluzione dell'offerta libera di energia elettrica sul mercato nazionale. Seguendo le indicazioni sui tempi di esecuzione e completamento degli interventi di riconversione contenute nel piano, la disponibilità di capacità termoelettrica dovrebbe subire l'evoluzione descritta nella figura 2.4. Ne consegue che l'evoluzione della capacità delle tre società poste sul mercato sarà piuttosto lenta. Tale evoluzione è suscettibile di ulteriori rallentamenti in seguito a possibili difficoltà autorizzative, quali quelle già emerse nelle riconversioni a ciclo combinato in siti dell'Enel S.p.A. già effettuate o in corso di realizzazione.

Il decreto interministeriale 25 gennaio 2000 che stabilisce le modalità di vendita delle tre società non prevede un termine vincolante entro il quale avviare la procedura di vendita, per la quale il dlgs. n. 79/99 stabilisce il termine massimo del 2003. Tenuto conto dell'attuale deficit strutturale di offerta libera a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, la tempistica della vendita delle tre società e i tempi di realizzazione degli interventi di riconversione avranno un ruolo determinante per il futuro sviluppo competitivo del settore elettrico nazionale. Maggiori saranno i tempi richiesti per le operazioni di vendita e di riconversione degli impianti, più lento risulterà il processo di apertura del mercato all'entrata di nuovi operatori. I ripetuti annunci del Governo di imprimere un'accelerazione al processo di dismissioni si è tradotta nel decreto interministeriale nella selezione della trattativa privata rispetto ad una procedura più trasparente di offerta pubblica di acquisto. Il rinnovo del parco di generazione nazionale e l'entrata di nuovi concorrenti potranno essere ulteriormente facilitati semplificando le norme relative alle autorizzazioni per le nuove centrali elettriche.

L'accelerazione del processo di dismissione e di rinnovo del parco termoelettrico nazionale riveste grande importanza anche per quanto riguarda il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni di gas di serra a livello nazionale fissati dalla delibera n. 137/98 del CIPE *Linee guida per le politiche e misure nazionali per la riduzione dei gas di serra* (cfr. Capitolo 1). Da que-

sto punto di vista, le riconversioni a ciclo combinato previste nel piano per le cessioni approvato dal Governo consentiranno una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2008 molto prossima all'obiettivo attribuito dalla delibera all'aumento di efficienza del parco termoelettrico nazionale (20-23 milioni di tonnellate per l'orizzonte 2008-2012).

FIG. 2.4 CARATTERISTICHE DEL PARCO DELLE SOCIETÀ DA CEDERE E DI ENEL PRODUZIONE S.p.A.^(A)



- (A) I dati riportati sono ponderati per la potenza, prima delle trasformazioni degli impianti in ciclo combinato;
 (B) Il rendimento dell'Enel Produzione S.p.A. è influenzato dal fatto che esso mantiene la quasi totalità degli impianti a turbogas, utilizzati solo per funzioni di punta e altri servizi di rete. Prescindendo da questi impianti, il rendimento medio dell'Enel Produzione S.p.A. supera il 38 per cento.

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Capacità d'importazione e mercato libero

Il dlgs. n. 79/99 ha liberalizzato le attività di importazione ed esportazione, “nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico”. Gli scambi di energia con l'estero costituiscono al contempo una modalità per realizzare quell'integrazione dei mercati europei auspicata dalla Direttiva 96/92/CE e un canale per aumentare la contendibilità del mercato, specie laddove la situazione di partenza veda la presenza di imprese di grandi dimensioni, con forte potere di mercato.

L'entità degli scambi è fortemente condizionato dalla capacità di trasmissione transfrontaliera, basata sui dispositivi di interconnessione, capacità che proprio per effetto della liberalizzazione dei sistemi elettrici nazionali limita il volume di scambi di energia elettrica.

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 linee a 380 kV, di cui una a doppia terna (Rondissone in Italia – Albertville in Francia), 9 linee a 220 kV ed una stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana (Corsica), avente potenza nominale di 50 MW. Le linee che ad oggi costituiscono la rete di interconnessione in corrente alternata con l'estero sono riportate nella tavola 2.13.

TAV. 2.13 LINEE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO IN CORRENTE ALTERNATA

LINEA STAZIONE ITALIANA - STAZIONE ESTERA	TENSIONE NOMINALE (kV)	PAESE ESTERO	LUNGHEZZA TRATTO ITALIANO (km)
VENAUS – VILLARODIN	380	FRANCIA	9
RONDISSONE – ALBERTVILLE ^(A)	380	FRANCIA	120
CAMPOROSSO – BROCCARD	220	FRANCIA	10
BULCIAGO – SOAZZA	380	SVIZZERA	79
MUSIGNANO – LAVORGIO	380	SVIZZERA	6
PALLANZENO – MOREL	220	SVIZZERA	20
MESE – GORDUNO	220	SVIZZERA	32
SONDRIO – ROBBIA	220	SVIZZERA	25
PONTE – AIROLO	220	SVIZZERA	10
AVISE – RIDDES	220	SVIZZERA	20
VALPELLINE – RIDDES	220	SVIZZERA	14
REDIPUGLIA – DIVACCIA	380	SLOVENIA	10
PADRICIANO – DIVACCIA	220	SLOVENIA	2
SOVERZENE – LIENZ	220	AUSTRIA	57

(A) Linea in doppia terna.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono un solo progetto di elettrodotto relativo al collegamento elettrico in corrente continua tra Italia e Grecia a 400 kV in corso di realizzazione tramite cavo sottomarino attraverso il canale d'Otranto, la cui entrata in servizio è prevista per il 2002. Tale collegamento aumenterà il valore della massima potenza complessivamente importabile di ulteriori 600 MW sulla frontiera elettrica italo-greca.

Il valore dell'intera capacità di trasporto al limite termico delle linee (*Gross Transfer Capability: GTC*) nel periodo invernale risulta pari a 11.950 MVA che, considerando un fattore di potenza medio pari a 0,95, corrispondono a circa 11.350 MW ai quali si sommano 50 MW relativi alla stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana. Nel periodo estivo, la capacità totale è pari a 10.220 MVA, corrispondenti all'incirca a 9.700 MW. La capacità totale al limite termico, come definita in precedenza, non corrisponde alla reale capacità netta trasmissibile (*Net Transfer Capacity: NTC*), poiché diversi fattori, legati alle caratteristiche topologiche ed elettriche delle reti interconnesse ed ai criteri di esercizio del sistema elettrico in sicurezza, concorrono alla limitazione della capacità totale di interscambio con l'estero. Tenendo conto di tali fattori⁸, la capacità netta trasmissibile, definita come capacità complessivamente utilizzabile per le importazioni, risulta pari a 5.400 MW nel periodo invernale, 5.000 MW nel periodo estivo e 2.200 MW nel mese di agosto (Tav. 2.14).

TAV. 2.14 CAPACITÀ NETTA TRASMISSIBILE ALLE DIVERSE FRONTIERE ITALIANE

PAESI CONFINANTI	PERIODO INVERNALE MW	PERIODO ESTIVO MW	AGOSTO MW
FRANCIA	2.000	1.800	1.000
SVIZZERA	2.900	2.700	1.000
AUSTRIA	200	200	50
SLOVENIA	300	300	150
TOTALE	5.400	5.000	2.200

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

⁸ La determinazione della capacità netta trasmissibile viene dettagliatamente spiegata nella Relazione tecnica alla delibera dell'Autorità 3 dicembre 1999, n. 179/99.

Una quota della capacità netta trasmissibile è occupata da contratti di importazione esistenti. La tavola 2.15 presenta il quadro complessivo, a partire dall'anno 2000, dei contratti di importazione pluriennali stipulati dall'Enel S.p.A. I contratti sono distinti per paese di importazione, durata, capacità impegnate ed energia contrattata in GWh. Confrontando i dati riportati nelle due tavole (Tav. 2.14 e Tav. 2.15) alla data dell'1 gennaio 2000, la capacità disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero per nuovi impegni contrattuali (*Available Transfer Capacity*: ATC) risulta essere pari a 2.650 MW nel periodo invernale (2.800 MW dalla fine del mese di gennaio) e a 2.400 MW nel periodo estivo.

Nell'anno 2000 tale capacità è stata assegnata agli operatori che ne avevano fatto richiesta (44 richieste), previa l'applicazione di vincoli sulla quota della capacità totale e la verifica di alcuni requisiti tecnici e commerciali, determinando un flusso di energia elettrica importata stimabile in 24 TWh (*cfr.* anche Capitolo 4).

TAV. 2.15 CONTRATTI PLURIENNALI IN CAPO ALL'ENEL S.P.A. ALL'1 GENNAIO 2000

FRONTIERA	CONTRATTO ^(B)	DATA DI SCADENZA DEI CONTRATTI	POTENZA MAX CONTRATTATA MW	ENERGIA TOTALE ^(A) GWh/anno
FRANCIA	Contratto 1	31/12/2007	1.800 (1.400 dal 1/1/03)	14.488 (9.150 dal 1/1/03)
SVIZZERA	Contratto 2	31/12/2011	600	5.021
	Contratto 3	31/12/2002	200	1.603
AUSTRIA	Contratto 4	29/01/2000	100	70
	Contratto 5	31/01/2000	50	37
TOTALE			2.750	21.219

(A) Stima.

(B) Denominazione convenzionale dei contratti.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

Caratteristiche dei clienti idonei

Le modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di cliente idoneo sono state definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera 30 giugno 1999, n. 91, in attuazione dell'art. 14, comma 8, del dlgs. n. 79/99.

La delibera n. 91/99 istituisce, presso l'Autorità, l'elenco dei clienti idonei nel quale vengono inseriti i nominativi di tutti i soggetti a cui è stata riconosciuta la qualifica di cliente idoneo, completo dell'indicazione dei punti di prelievo facenti capo ai soggetti⁹.

Sulla base della documentazione pervenuta all'Autorità al 30 aprile 2000 risultano iscritti nell'elenco dei clienti idonei quasi 800 soggetti, corrispondenti a oltre 3700 punti di prelievo, che hanno effettuato consumi pari a circa 74,5 TWh nell'anno solare precedente.

La tavola 2.16 riporta i dati riguardanti i clienti riconosciuti come idonei suddivisi sulla base delle tipologie previste dal dlgs. n. 79/99. La tipologia di cliente finale include tutti i soggetti che fanno capo a un unico sito di consumo, mentre le quattro tipologie indicate come imprese costituite in forma societaria, gruppi, consorzi e società consortili, distributori e grossisti hanno la possibilità di aggregare i consumi effettuati attraverso più siti di prelievo per raggiungere le soglie di idoneità. I distributori ottengono il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo limitatamente all'energia destinata ai clienti idonei connessi alla loro rete e solo nel caso in cui il numero totale di utenti non superi le 300.000 unità. Gli acquirenti grossisti vengono riconosciuti come idonei limitatamente all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita.

Questo contesto è stato di recente integrato dalla legge finanziaria per il 2000, approvata alla fine dello scorso anno (legge 23 dicembre 1999, n. 488 recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*, pubblicata nella G.U. n. 302 del 27 dicembre 1999, supplemento ordinario n. 227), che estende alle pubbliche amministrazioni la possibilità di partecipare a consorzi al fine del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo.

9 L'elenco dei clienti idonei è consultabile sul sito Internet dell'Autorità all'indirizzo www.autorita.energia.it.

TAV. 2.16 **CLIENTI IDONEI CHE HANNO OTTENUTO IL RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA PER TIPOLOGIA**

Aggiornamento al 30 aprile 2000

TIPOLOGIA	NUMERO DI SOGGETTI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO ANNUO TWh
CLIENTI FINALI	529	529	51,2
IMPRESE COSTITUITE IN FORMA SOCIETARIA E GRUPPI	99	531	7,7
CONSORZI E SOCIETÀ CONSORTILI	122	2.651	15,6
DISTRIBUTORI	9		
GROSSISTI	32		
TOTALE	791	3.711	74,5

La distribuzione geografica dei dati riguardanti i clienti idonei finali e la comparazione con i consumi totali di ogni area viene presentata nella tavola 2.17. La quota di consumi riconducibili a clienti riconosciuti come idonei nella parte settentrionale del paese (32 per cento) si colloca al di sopra della media nazionale (28 per cento), mentre in quella meridionale e centrale (rispettivamente 22 per cento e 26 per cento) risulta inferiore alla media. I soggetti idonei aggregati, quali le imprese costituite in forma societaria, i gruppi, i consorzi e le società consortili sono quasi completamente concentrati nel nord del paese.

TAV. 2.17 **CLIENTI IDONEI CHE HANNO OTTENUTO IL RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA PER AREA GEOGRAFICA**

Aggiornamento al 30 aprile 2000

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI SOGGETTI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO ANNUO E PERCENTUALE DEI CONSUMI FINALI ^(A)	
			TWh	%
NORD	478	2.621	40,6	32,0
CENTRO	179	883	15,3	21,9
SUD	133	207	18,6	26,4
TOTALE	790^(B)	2.580	74,5	27,9

(A) La suddivisione per regione dei consumi finali per l'anno 1999 è tratta dalla Staffetta Quotidiana n.40 del 26 febbraio 2000 che pubblica statistiche ufficiali rese note dal Gestore della rete di trasmissione;

(B) Il totale differisce rispetto alla tavola 2.16 in cui è incluso un grossista estero che ha ottenuto l'idoneità.

Dalle documentazioni predisposte in sede di stesura del dlgs. n. 79/99, si evince che la quota di apertura del mercato attesa, con riferimento alle soglie di idoneità valide per l'anno corrente, dovrebbe risultare pari al 35 per cento del mercato finale, mentre i dati sopra riportati indicano una percentuale di consumi effettuata da clienti riconosciuti come idonei molto inferiore.

A questo aspetto si aggiunge il fatto che solo una parte dei soggetti riconosciuti come idonei ha effettivamente sottoscritto, ad oggi, un contratto di fornitura di energia sul mercato libero. Una quantificazione di tale quota non è attualmente possibile, anche se dati provvisori provenienti dal Grtn S.p.A. collocano questo valore su livelli attorno al 20 per cento.

L'organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati

Un impulso decisivo alla liberalizzazione del mercato elettrico italiano deriverà dalla creazione del mercato di acquisto e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, come prevista in via generale dal dlgs. n. 79/99. In linea teorica, un mercato concorrenziale può assumere diverse forme organizzative che possono essere distinte in: modelli basati sull'Acquirente Unico; borsa o mercato dell'elettricità all'ingrosso (*wholesale power exchange*); e scambi bilaterali. Nelle esperienze di alcuni paesi liberalizzati, il modello della borsa e quello delle transazioni bilaterali coesistono dando luogo a forme organizzative ibride, mentre il modello dell'Acquirente Unico che acquista e rivende tutta l'energia elettrica oggetto di transazione per la totalità degli utenti del mercato ha trovato scarsa applicazione. Un'eccezione è costituita dal caso italiano, dove il dlgs. n. 79/99 prevede un Acquirente Unico che si assume la responsabilità dell'approvvigionamento di energia elettrica e della relativa garanzia di capacità per il solo mercato vincolato, mentre i clienti idonei possono scambiare energia nella borsa.

Il mercato all'ingrosso costituisce il fulcro di tutto il sistema elettrico influenzando sia le modalità di gestione della fase di trasmissione e la relativa struttura tariffaria, sia la fase a valle della fornitura. Se anche il settore della fornitura è liberalizzato, tutti i consumatori finali potranno acquistare direttamente dalla borsa o concludere contratti bilaterali, mentre se la liberalizzazione riguarda solo una parte dei clienti finali, potrà essere l'Acquirente Unico – ove questi esista – e il distributore a soddisfare la domanda dei clienti vincolati.

Laddove le borse non sono state previste all'interno dei piani di riforma del settore dai regolatori o dai governi nazionali esse sono sorte o stanno sorgendo su iniziativa di governi regionali o operatori privati come imprese del settore, società di trading e di *Information Technology*.

È il caso della Borsa di Amsterdam (*Amsterdam Power Exchange*), o delle borse tedesche di Francoforte e Lipsia, per le quali è stato annunciato un progetto di fusione.

La nascita delle borse illustra la tendenza dell'energia elettrica a trasformarsi in una *commodity*, al pari di altri prodotti già da tempo scambiati su mercati internazionali come i metalli, i prodotti agricoli o il gas, e la crescente attenzione di *broker* e *trader* del mercato finanziario alle opportunità di arbitraggio che la variabilità dei prezzi e delle quantità di energia elettrica offre.

Nella tavola 2.18 vengono riassunte le caratteristiche strutturali di alcuni modelli di Pool previsti dai regolatori o governi nazionali nell'ambito di processi di ristrutturazione del settore: Nord *Pool* (Finlandia, Norvegia e Svezia), *Pool* inglese (Inghilterra e Galles), borsa Spagnola (Omel), Calpx (California) e PJM (Stati Uniti - est).

In via molto generale, i modelli basati sulla Borsa si distinguono tra *Pool* borsa obbligatoria, come in Inghilterra e Galles, dove devono essere effettuate tutte le transazioni, e borsa volontaria o flessibile, nella quale l'energia scambiata costituisce solo una parte più o meno significativa del volume totale del sistema elettrico, come in tutti gli altri casi considerati. Nella borsa tutti gli impianti programmati e chiamati a produrre vengono remunerati in ogni periodo di tempo allo stesso prezzo, pari al costo marginale di sistema.

La funzione primaria delle borse è quella di fornire un prezzo che rifletta i costi marginali di produzione e che funga da riferimento per tutte le transazioni che vengono effettuate nel mercato. Tuttavia, alcuni elementi, legati sia alla composizione del parco di produzione, sia alla struttura del mercato della generazione, possono compromettere il funzionamento efficiente della borsa, determinando prezzi persistentemente elevati e volatili. L'eccessiva volatilità scoraggiando la partecipazione degli operatori per gli elevati rischi che impone, determina anche un basso grado di liquidità che pregiudica lo sviluppo di un mercato finanziario efficiente.

In tutti i sistemi liberalizzati elettrici è possibile individuare due funzioni centrali, la gestione della rete e la gestione del mercato, che possono essere svolte da soggetti distinti o da un unico soggetto. Il Gestore della rete di trasmissione (anche: Operatore di sistema o *Transmission System Operator*, TSO) è responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Ha anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza sulla base del programma che viene compilato dall'operatore di mercato ove questo esista.

Il Gestore del mercato (anche Operatore di mercato o *Market Operator*)

gestisce una o più borse per la programmazione a breve termine della produzione (mercato giornaliero o infragiornaliero), amministra il sistema di determinazione del prezzo (assistito in genere da un complesso software) e raccoglie le offerte sul mercato, determinando in base alle regole vigenti le curve aggregate di domanda e di offerta.

Il prezzo di equilibrio o *clearing price* di una borsa può essere determinato in base al prezzo dell'ultimo impianto chiamato a produrre o in base al prezzo delle singole offerte (*pays as bid*). In tutti i casi considerati viene utilizzato il criterio del SMP o del MCP. Si parla di *System Marginal Price (SMP)* nelle borse dove le offerte sono presentate solo dai venditori di energia elettrica, e di *Market Clearing Price (MCP)* nelle borse, dove le offerte sono presentate da venditori e acquirenti.

Una volta determinato il prezzo di equilibrio e la relativa combinazione di domanda e offerta, l'operatore di mercato informa l'operatore di sistema che effettua le opportune verifiche di sicurezza e attua le procedure previste per la gestione delle congestioni, qualora queste si verifichino.

Quando il prezzo di equilibrio viene determinato *ex ante* (nel mercato *day ahead*), come in tutti i casi considerati, si rende necessario introdurre meccanismi di bilanciamento atti a garantire la corrispondenza tra le quantità determinate nel mercato *forward* e la domanda effettiva. In Inghilterra e Galles il bilanciamento (di ogni deviazione rispetto alla quantità programmata nel mercato *forward*) è assicurato dal Gestore della rete che viene remunerato per tale servizio tramite parte del gettito di un corrispettivo, denominato *uplift*, che contribuisce a formare il prezzo di vendita dell'energia nel Pool inglese. Altre soluzioni includono l'istituzione di mercati infragiornalieri e di mercati di bilanciamento gestiti rispettivamente dal Gestore del mercato e dal Gestore della rete. La scelta tra queste modalità organizzative dipende in particolare dalla composizione del parco di produzione e dall'esistenza di meccanismi per la gestione della garanzia di potenza.

Le borse possono essere pertanto organizzate sia sulla base di un solo mercato giornaliero, sia attraverso più mercati infragiornalieri. Nella borsa giornaliera il prezzo dell'energia viene determinato giornalmente per ciascuna ora del giorno successivo in cui avviene il dispacciamento (prezzo *ex ante*). Il mercato infragiornaliero può comprendere diverse sessioni, via via più vicine al momento del dispacciamento (in Spagna e California l'ultima sessione del mercato infragiornaliero si chiude tre ore prima del dispacciamento), in ognuna delle quali le offerte accettate vengono riprogrammate prima dell'apertura del mercato del giorno successivo. In presenza di mercati infragiornalieri i prezzi sono più di uno e sono sia *ex ante* che *ex post*.

Il prezzo di equilibrio della borsa può inoltre includere altri corrispetti-

vi volti a remunerare la costruzione di nuova capacità (laddove si riveli insufficiente), come il *capacity element* (CE), previsto nei sistemi inglese e spagnolo, o la prestazione dei servizi ancillari come parte dell'*Uplift* in Inghilterra e Galles e l'AS in Spagna.

La gestione dei servizi ancillari e le modalità di calcolo dei prezzi di trasmissione in funzione delle perdite e dei vincoli di rete (congestion) possono portare a prezzi di equilibrio differenziati localmente.

Si distinguono a tal proposito sistemi di tariffazione uniformi, in cui il prezzo è uguale in tutti i nodi della rete, sistemi zonal, in cui i prezzi differiscono per grandi aree geografiche che raggruppano diversi nodi, e sistemi nodali, in cui i prezzi denominati *locational marginal price* sono differenziati per ogni nodo, riflettendo il costo delle perdite e degli eventuali costi di congestione. In quest'ultimo caso e parzialmente nel precedente, i costi di congestione sono posti a carico solo sulle transazioni che ne sono causa e non su tutti i consumatori come nel caso di *uniform pricing*.

Le transazioni che avvengono nelle borse comportano varie forme di rischio legate alla variabilità dei prezzi e delle quantità di mercato (*market risks*), dei prezzi dei combustibili e della producibilità degli impianti (*plant risks*). L'esistenza delle borse si accompagna in genere alla nascita di mercati finanziari nei quali vengono negoziati contratti di natura diversa che coprono le varie forme di rischio: contratti per le differenze finanziarie, contratti *forward* e *future*.

TAV. 2.18 CARATTERISTICHE DELLE BORSE IN ALCUNI PAESI

PAESE E NOME DELLA BORSA CARATTERISTICHE DISTINTIVE	PENNSYLVANIA NEWJERSEY MARYLAND <i>PJM</i>	NORVEGIA SVEZIA E FINLANDIA <i>NORDPOOL</i>	INGHILTERRA E GALLES ^(A) <i>POOL</i>	SPAGNA <i>OMEL</i>	CALIFORNIA <i>CalPX</i>
ANNO DI ISTITUZIONE	1997	1991-1998	1990	1998	1998
GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	PJM Interconnectors (TSO)	Svenska Kraftnät (Svezia), Statnett (Norvegia), Fingrid (Finlandia)	NGC	REE	CISO
STRUTTURA PROPRIETARIA (AZIONISTI)	Proprietà suddivisa tra gli operatori di mercato	Svenska Kraftnät 100% pubblica; Statnett 100% pubblica; Fingrid 100% pubblica	Azionariato diffuso	Società mista: 51% pubblica 49% privata. Cap su operatori elettrici: 10% indiv., 40% complessivo	Ass. <i>non profit</i> CdA con rappresentanti di operatori del settore
GESTORE DEL MERCATO	TSO (PJM)	NordPool	Pool	OMEL	CalPX
STRUTTURA PROPRIETARIA (AZIONISTI)	Vedi sopra	50% Svenska Kraftnät e 50% Statnett Fingrid posseduta 50% da Svenska	Azionariato diffuso	Azionariato diffuso tra produttori, società e istituzioni finanza. (Borsa spagnola), consumatori qualificati	Ass. <i>non profit</i> CdA con rappresentanti parti interessate
NATURA DELLA BORSA (OBBLIGATORIA O VOLONTARIA)	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria	Volontaria	Volontaria
MERCATO EX-ANTE (DAY AHEAD) O EX-POST	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima
PRESENZA DI UN MERCATO INFRAGIORNALIERO	No, solo mercato spot fino a aprile 2000	No	No	Sì, 6 sessioni fino a 3 ore prima del dispacciamento	Sì, 5 sessioni fino a 3 ore prima del dispacciamento
FORMATO DELLE OFFERTE	per periodi = 1h e complesse	per periodi = 1h e semplici	per periodi = 1/2h e complesse	per periodi = 1h e complesse	per periodi = 1h e semplici
SOGGETTI TITOLATI A PRESENTARE OFFERTE	Generatori	Generatori e venditori	Solo generatori	Generatori e venditori	Generatori e venditori
DETERMINAZIONE DOMANDA	Previsioni del TSO	Previsioni degli operatori	Previsioni di NGC	Previsioni degli operatori	Previsioni degli operatori
MERCATO PER SERVIZI ANCILLARI	No, determinato amministrativamente	Sì, per alcuni servizi	No, determinato amministrativamente	Sì, gestito dall'operatore di sistema	Sì, per alcuni servizi
PREZZO RICEVUTO DAI GENERATORI	SMP	MCP	SMP+CE+U	MCP + CE+AS	MCP
COINVOLGIMENTO DELLA DOMANDA NELLA DETERMINAZIONE DEL PREZZO (DEMAND-SIDE BIDDING)	Sì, ma nel 2000	Sì	No	Sì	Sì
PREZZI DI TRASMISSIONE (NODAL, ZONAL O UNIFORM PRICING)	Nodal pricing	Zonal pricing in Norvegia e uniform pricing in Svezia	Uniform pricing	Uniform pricing	Zonal pricing

Legenda:

CE = *capacity element*: corrispettivo a copertura della capacità utilizzata nei periodi di punta volto a remunerare nuovi investimenti.

U = *uplift*: corrispettivo volto a remunerare il bilanciamento delle deviazioni e i servizi ancillari.

AS = *Ancillary Services*: corrispettivo volto a remunerare i servizi ancillari.

(A) Struttura prima della riforma (conosciuta come *New Electricity Trading Arrangement*: NETA) che sarà introdotta nell'estate 2000.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

Lo stato della qualità del servizio

Per il terzo anno consecutivo l'Autorità ha verificato all'inizio del 1999 l'adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio elettrico e, contestualmente, ha rilevato lo stato della qualità del servizio reso nel 1998. La rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione Annuale*, si basa sulle dichiarazioni rilasciate dagli esercenti sotto la propria responsabilità. L'Autorità ha effettuato controlli a campione sui dati messi a disposizione dagli esercenti.

Attuazione della Carta dei servizi

L'Autorità ha rilevato che il numero di esercenti che hanno adottato la Carta dei servizi ha continuato ad aumentare anche nel 1998. Alla data del 31 dicembre 1998, oltre a Enel S.p.A. che ha adottato fin dal 1996 una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone in cui si articolava la sua struttura operativa, 93 imprese distributrici locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi (13 in più dell'anno precedente). Nel 1998 gli utenti del servizio elettrico il cui esercente ha adottato una Carta dei servizi sono 31,9 milioni e costituiscono il 99,3 per cento dell'intera utenza in Italia (Tav. 2.19).

TAV. 2.19 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI

ANNI	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(A)	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(B)	TOTALE
NUMERO DI CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
1996	147	22	42	211
1997	147	25	55	227
1998	147	26	67	240
UTENTI BT DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (milioni)				
1996	28,6	2,3	0,1	31,0
1997	28,8	2,4	0,1	31,3
1998	29,2	2,5	0,2	31,9

(A) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti BT;

(B) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti BT.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Verifica del rispetto degli standard di qualità

Gli standard di qualità indicati dagli esercenti nelle Carte dei servizi si suddividono in standard specifici e standard generali.

Gli standard specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente. Riguardano i tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente come preventivazione, per l'esecuzione di sopralluoghi, per l'allacciamento di nuove utenze, per l'attivazione della fornitura, per la riattivazione per subentro, per la disattivazione della fornitura, per la risposta a richieste scritte, per la risposta a reclami, per la rettifiche di fatturazione, per la riattivazione in caso di distacco per morosità, per la verifica delle caratteristiche dei misuratori, per la verifica della tensione fornita.

Gli standard generali di qualità si riferiscono al complesso delle prestazioni rese agli utenti. Riguardano in particolare la continuità del servizio di fornitura (numero e durata delle interruzioni con e senza preavviso).

La verifica del rispetto degli standard specifici consiste nella rilevazione, da parte dell'esercente, dei tempi effettivamente impiegati per ciascuna prestazione richiesta dagli utenti e nel confronto di tali tempi effettivi con gli standard dichiarati. Nei casi in cui questo confronto evidenzia l'esistenza di alcune prestazioni erogate con tempi superiori agli standard, l'esercente deve identificare le cause del mancato rispetto degli standard.

L'indagine dell'Autorità, i cui risultati sono stati pubblicati in un *Quaderno* della collana *Documenti*, conferma anche per il 1998 quanto già rilevato per il 1997:

- gli standard di qualità indicati nelle Carte dei servizi, in maniera analoga allo scorso anno, sono piuttosto differenziati tra loro, sia all'interno dell'Enel S.p.A., sia tra le imprese distributrici locali, dove questo fenomeno è più accentuato (Tav. 2.20, Tav. 2.21, Tav. 2.22);
- gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono rimasti pressoché invariati dall'anno scorso sia per l'Enel S.p.A. sia per le imprese distributrici locali;
- anche nel 1998 l'Enel S.p.A. ha verificato tutti gli indicatori di qualità in modo omogeneo su tutte le zone di distribuzione mentre gli altri esercenti, soprattutto i più piccoli, hanno verificato gli standard in modo incompleto;
- le percentuali di casi fuori standard continuano ad essere contenute per tutte le prestazioni sia per l'Enel S.p.A., sia per le imprese distributrici locali;
- i tempi medi effettivi rilevati nel 1998 non hanno subito variazioni di rilievo rispetto al 1997;
- i tempi medi effettivi di erogazione delle prestazioni richieste dagli utenti, come nella rilevazione precedente, sono molto inferiori ai tempi massimi indicati dagli standard definiti dai soggetti esercenti nelle loro Carte dei servizi, in quanto gli standard sono stati definiti in modo prudenziale.

TAV. 2.20 RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: ENEL S.P.A.

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD % (F)		EFFETTIVO giorni (G)	
		PIÙ FREQUENTE (C)	MINIMO (D)	MASSIMO (E)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVI	299.300	40	25	60	1,8	1,4	15,8	16,5
ALLACCIAMENTI	269.586	50	30	80	0,1	0,2	5,5	5
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI ^(A)	1.379.296	10	7	20	0,2	0,2	1,3	1,5
DISATTIVAZIONI	867.511	12	12	15	0,2	0,1	2,8	2,8
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	26.197	28	28	28	6,5	2,4	16,7	13,3
RISPOSTA A RECLAMI	29.952	30	30	30	7,2	4,4	20,2	23,5
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	7.328	45	45	45	0,9	0,9	11,3	8,7
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	490.256	1	1	1	0,3	0,3	1,0	1,0
VERIFICA MISURATORI	6.880	20	20	20	2,6	1,5	9,9	9,0
VERIFICA TENSIONE	1.297	20	20	20	1,2	1,0	9,7	7,1

(A) Incluse le autoattivazioni.

(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.

(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(F) % fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(G) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.21 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON PIÙ DI 10,000 UTENTI**

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD ‰ (F)		EFFETTIVO giorni (G)	
		PIÙ FREQUENTE (C)	MINIMO (D)	MASSIMO (E)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVI	18.089	26,7	6	60	2,5	2,3	20,1	16,8
ALLACCIAMENTI	10.915	20,4	5	40	1,7	2,2	10,8	9,6
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI (A)	169.324	7,7	2	12	1,2	0,2	3,9	3,4
DISATTIVAZIONI	89.323	7,7	2	12	0,2	0,1	3,6	4,5
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.640	27,6	10	30	1,4	2,8	14,4	15,4
RISPOSTA A RECLAMI	1.135	21,0	10	30	0,8	1,0	14,2	15,2
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	25.915	24,5	10	120	2,7	1,4	8,8	9,5
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	24.410	1,0	1	2	0,0	0,0	1,5	0,9
VERIFICA MISURATORI	2.210	12,0	5	25	0,3	0,6	6,8	6,3
VERIFICA TENSIONE	819	10,9	5	25	0,4	3,4	1,1	5,2

(A) Includere le autoattivazioni.

(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.

(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(F) % fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(G) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.24 **RIEPILOGO RELATIVO A STANDARD SPECIFICI: IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI CON MENO DI 10,000 UTENTI**

PRESTAZIONE	CASI (B)	STANDARD 1998 giorni			FUORI STANDARD % (F)		EFFETTIVO giorni (G)	
		PIÙ FREQUENTE (C)	MINIMO (D)	MASSIMO (E)	1997	1998	1997	1998
PREVENTIVI	2.420	23,7	1	40	0,5	0,7	8,4	10,2
ALLACCIAMENTI	3.231	23,3	2	40	0,9	0,5	12,3	10,1
ATTIVAZIONI E RIATTIVAZIONI ^(A)	3.717	7,0	1	15	0,4	0,6	3,6	3,7
DISATTIVAZIONI	3.839	6,0	1	12	0,1	0,3	4,1	3,4
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	711	23,5	6	30	3,3	0,7	11,8	13,0
RISPOSTA A RECLAMI	236	25,5	4	30	6,5	2,2	11,7	9,8
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	528	31,7	2	120	0,0	0,3	16,0	12,3
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	304	1,3	1	4	0,0	0,0	1,0	1,2
VERIFICA MISURATORI	355	12,6	2	30	0,0	0,0	5,3	6,1
VERIFICA TENSIONE	259	12,0	1	45	0,0	0,9	6,4	4,8

(A) Incluse le autoattivazioni.

(B) Casi: numero totale di richieste per le prestazioni indicate.

(C) Standard valore più frequente: valore dello standard più frequente per le prestazioni indicate.

(D) Standard valore minimo: valore minimo tra gli standard dichiarati.

(E) Standard valore massimo: valore massimo tra gli standard dichiarati.

(F) % fuori standard: percentuale di casi in cui la prestazione è stata erogata in tempi superiori allo standard per cause imputabili all'esercente.

(G) Effettivo: valore medio ponderato del tempo effettivo.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico prevede che gli esercenti individuino almeno 4 standard specifici da assoggettare a rimborso e che le imprese distributrici, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi, riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti.

Le imprese distributrici possono scegliere per quali indicatori di qualità prevedere il rimborso, la sua entità e le procedure di corresponsione. Gli indicatori di qualità sottoposti a rimborso sono molto diversi da esercente ad esercente; inoltre alcuni esercenti hanno sottoposto a rimborso anche indicatori di qualità non previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi. Non vi sono, invece, differenze di rilievo tra gli esercenti sull'entità dei rimborsi; per quanto riguarda le modalità di rimborso, l'Enel S.p.A. e quasi tutte le imprese distributrici locali hanno definito procedure di rimborso su richiesta dell'utente.

Il limitato utilizzo delle procedure di rimborso è dovuto soprattutto alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi da parte degli utenti; a 3 anni dall'introduzione della Carta dei servizi, il grado di informazione non sembra infatti essere cresciuto (Tav. 2.23).

Dal confronto con gli anni precedenti risulta che i casi di mancato rispetto degli standard soggetti ad indennizzo sono notevolmente diminuiti nel periodo 1996-1998 (Tav. 2.24). Questo andamento si può spiegare sia con un progressivo apprendimento da parte degli esercenti, che generalmente nel primo anno di applicazione della Carta dei servizi incontrano le maggiori difficoltà nel rispetto degli standard, sia come effetto dell'indagine svolta da parte dell'Autorità e della conseguente pubblicazione comparativa dei risultati: tale comparazione ha fornito un ulteriore stimolo agli esercenti per migliorare la qualità.

TAV. 2.23 RIMBORSI AGLI UTENTI

	ENEL S.P.A.	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(B)	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(C)	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	3.708	423 ^(A)	36	4.167
RICHIESTE DI RIMBORSO PRESENTATE DA PARTE DEGLI UTENTI	4	13	22	39
RIMBORSI CONCESSI	0	54	0	54
IMPORTO TOTALE DEI RIMBORSI CONCESSI (MILIONI DI LIRE)	0	3,7	0	3,7

(A) Non sono compresi i dati dell'Acea-Roma e della Meta-Modena perché non sono separati i casi di mancato rispetto degli standard dovuti a cause imputabili all'azienda da quelli dovuti a cause imputabili all'utente o a terzi.

(B) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti B.T.

(C) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti BT.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.24 EVOLUZIONE DEL NUMERO DI CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A INDENNIZZO

CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	ENEL S.P.A.	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(B)	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI ^(C)	TOTALE
NEL 1996	23.607	212	27	23.846
NEL 1997	5.289	810	n.d.	6.099
NEL 1998	3.708	423	36	4.167

(A) Non sono compresi i dati dell'Acea-Roma e della Meta-Modena perché non sono separati i casi di mancato rispetto degli standard dovuti a cause imputabili all'azienda da quelli dovuti a cause imputabili all'utente o a terzi.

(B) Maggiori imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con più di 10.000 utenti B.T.

(C) Altre imprese elettriche locali: imprese distributrici locali con meno di 10.000 utenti BT.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La continuità del servizio

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni senza preavviso lunghe (con durata superiore a 3 minuti) e le interruzioni con preavviso (con preavviso agli utenti, in genere di 24 ore).

I dati del triennio 1996-98 indicano che complessivamente la continuità del servizio aumenta: in media un utente dell'Enel S.p.A. alimentato in bassa tensione ha subito nel 1998 4,1 interruzioni senza preavviso (4,8 nel 1996 e 4,6 nel 1997), per un totale di 196 minuti persi per utente (272 nel 1996 e 209 nel 1997). Peraltro, gli stessi dati denotano anche un'attenuazione del tasso annuo di miglioramento della durata complessiva di interruzione che passa dal 23 per cento tra il 1997 e il 1996 a poco più del 6 per cento tra il 1998 e il 1997 (nelle aree del nord si registra una tendenza analoga anche per quanto riguarda il tasso di miglioramento del numero di interruzioni).

I livelli effettivi di continuità (sia in numero che in durata delle interruzioni) sono differenti tra aree urbane e aree rurali a causa della differente struttura della rete elettrica: infatti, in Italia come nella maggior parte dei paesi, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità.

La classificazione territoriale utilizzata nel 1998 è basata sulle aree urbane (località con popolazione superiore a 30.000 abitanti), semiurbane (località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti) e rurali (località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti). Tale classificazione è stata superata dalla nuova classificazione delle aree territoriali introdotta dall'Autorità con la deliberazione 1 settembre 1999, n. 128 (*cfr.* Capitolo 6).

TAV. 2.25 NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD	SOLO AREE RURALI ^(A)	SOLO AREE RURALI ^(B)
NUMERO DI INTERRUZIONI PER UTENTE						
1996	4,8	3,5	5,1	6,1	2,7	6,4
1997	4,6	2,8	5,7	6,1	2,7	6,0
1998	4,1	2,6	4,9	5,4	2,2	5,5
DURATA COMPLESSIVA DELLE INTERRUZIONI (minuti persi in media per utente)						
1996	272	159	285	403	150	378
1997	209	125	229	302	123	283
1998	196	121	230	270	107	269

(A) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La rilevazione sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, che vi sono disomogeneità tra le diverse zone dell'Enel S.p.A. anche a parità di caratteristiche di territorio; la tavola 2.25 mostra che i valori medi di continuità del servizio sono il risultato di situazioni molto differenziate tra nord e sud del paese: al nord la media è di 2,6 interruzioni per utente all'anno (121 minuti persi per utente), mentre al sud la media sale a 5,4 interruzioni per utente all'anno (270 minuti persi per utente). Questi valori sono medie ponderate che tengono conto del fatto che l'Enel S.p.A. serve sia territori urbani che rurali; ma l'analisi di dettaglio mostra differenze rilevanti anche tra le diverse zone urbane (1,4 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Nord contro 2,8 interruzioni per utente all'anno in quelle del Sud) o delle sole zone rurali (3,5 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del nord contro 7,6 interruzioni per utente all'anno in quelle del sud).

Le tavole 2.26 e 2.27 mostrano il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso nelle regioni italiane; i dati sono riportati dapprima in relazione a tutto il territorio servito e, quindi, distinguendo tra aree rurali, semiurbane ed urbane.

TAV. 2.28 **NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.**

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO ^(A)	AREA RURALE ^(B)	AREA SEMIURBANA ^(C)	AREA URBANA ^(D)
PIEMONTE	3,2	4,1	1,6	2,0
VALLE D'AOSTA	1,6	1,8	...	0,6
LIGURIA	2,8	4,8	1,7	1,1
LOMBARDIA	1,9	2,4	1,5	1,3
VENETO	2,7	3,5	2,1	1,1
TRENTINO-ALTO ADIGE	3,6	4,0	1,4	1,0
FRIULI-VENEZIA GIULIA	3,2	3,9	2,1	1,5
EMILIA-ROMAGNA	2,8	4,0	2,0	1,2
TOSCANA	4,2	6,2	3,4	2,5
UMBRIA	4,4	5,0	4,9	3,0
MARCHE	4,5	6,2	3,7	2,4
LAZIO	5,8	8,7	6,6	3,2
CAMPANIA	4,4	6,5	4,0	2,4
ABRUZZO	4,5	5,6	3,5	2,2
MOLISE	4,6	5,3	2,2	3,0
PUGLIA	5,9	8,5	3,7	3,0
BASILICATA	3,8	4,2	3,3	1,2
CALABRIA	7,2	9,3	3,4	2,2
SARDEGNA	6,7	9,0	4,2	2,7
SICILIA	5,4	7,6	4,5	3,4
ITALIA	4,1	5,5	3,3	2,2
<i>NORD</i>	<i>2,6</i>	<i>3,5</i>	<i>1,8</i>	<i>1,4</i>
<i>CENTRO</i>	<i>4,9</i>	<i>6,9</i>	<i>5,1</i>	<i>2,8</i>
<i>SUD</i>	<i>5,4</i>	<i>7,6</i>	<i>4,0</i>	<i>2,8</i>

(A) Tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali.

(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.

(C) Aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti.

(D) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

TAV. 2.27 DURATA DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE: ENEL S.P.A.

REGIONI	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE			
	TUTTO IL TERRITORIO ^(A)	AREA RURALE ^(B)	AREA SEMIURBANA ^(C)	AREA URBANA ^(D)
PIEMONTE	161	233	75	56
VALLE D'AOSTA	79	91	-	22
LIGURIA	127	219	65	57
LOMBARDIA	86	109	68	54
VENETO	125	161	101	46
TRENTINO-ALTO ADIGE	183	207	58	50
FRIULI-VENEZIA GIULIA	140	174	74	73
EMILIA-ROMAGNA	128	183	96	59
TOSCANA	177	252	135	116
UMBRIA	216	259	213	140
MARCHE	251	361	173	122
LAZIO	276	400	308	168
CAMPANIA	214	318	171	126
ABRUZZO	283	375	175	109
MOLISE	256	304	128	131
PUGLIA	325	503	131	136
BASILICATA	247	288	145	69
CALABRIA	291	363	142	131
SARDEGNA	373	504	205	168
SICILIA	236	322	208	159
ITALIA	196	269	145	107
<i>NORD</i>	<i>121</i>	<i>167</i>	<i>79</i>	<i>55</i>
<i>CENTRO</i>	<i>230</i>	<i>319</i>	<i>231</i>	<i>141</i>
<i>SUD</i>	<i>270</i>	<i>383</i>	<i>172</i>	<i>140</i>

(A) Tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali.

(B) Aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti.

(C) Aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti.

(D) Aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti.

Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La situazione della continuità del servizio nelle principali imprese elettriche locali è ancora piuttosto differenziata. La tavola 2.28 mostra il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso delle principali imprese distributrici locali: Asm-Brescia con 0,5 interruzioni in media per utente all'anno e una durata di 20 minuti per utente, Aem-Milano, Aem-Torino e Aec-Bolzano con circa 1 interruzione in media per utente all'anno e, rispettivamente, una durata media di 37, 39 e 40 minuti per utente e Acea-Roma con 2,5 interruzioni per utente e una durata media di 99 minuti per utente.

Per quanto concerne le modalità di registrazione delle interruzioni, si notano alcune differenze tra i criteri di registrazione e le modalità di rilevazione dei dati attualmente in uso presso i soggetti esercenti. Tuttavia, i controlli tecnici effettuati dall'Autorità confermano che gli indicatori di continuità calcolati dall'Enel S.p.A. e dalle principali imprese distributrici locali presentano un ragionevole grado di omogeneità e quindi, nonostante le approssimazioni introdotte, è possibile istituire confronti plausibili tra i dati dai principali esercenti. È opportuno inoltre sottolineare la peculiarità del caso della città di Roma rispetto alle altre aree urbane: dal momento che il comune di Roma ha un territorio di dimensioni particolarmente vaste che comprende sia aree ad alta concentrazione, sia a bassa concentrazione in termini di popolazione, di carico elettrico e di tipologia degli impianti, il confronto tra i dati degli esercenti presenti a Roma e i dati relativi alle altre città risente della disomogeneità del territorio servito.

TAV. 2.28 **NUMERO DELLE INTERRUZIONI SENZA PREAVVISO LUNGHE:
PRINCIPALI IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI**

IMPRESE DISTRIBUTRICI LOCALI	UTENTI	NUMERO	DURATA minuti
ACEA-ROMA	766.331	2,5	99
AEM-MILANO	431.239	1,2	37
AEM-TORINO	247.529	1,2	39
ACEGAS-TRIESTE	139.661	1,4	44
ASM-BRESCIA	116.078	0,5	20
AEC-BOLZANO	114.954	1,2	40
META-MODENA	109.080	(A)	(A)

(A) Dato non valido a seguito delle verifiche svolte dagli Uffici dell'Autorità.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La soddisfazione delle famiglie nella fruizione del servizio elettrico

La legge n. 481/95 prevede che l'Autorità svolga periodiche rilevazioni della soddisfazione degli utenti e della qualità del servizio reso. L'Autorità ha già svolto nel gennaio 1998 un'indagine approfondita sulla soddisfazione e le aspettative degli utenti domestici presentata nel terzo Quaderno della collana Documenti.

Allo scopo di disporre di un monitoraggio annuale della soddisfazione degli utenti domestici di energia elettrica e gas, dal 1998 l'Autorità ha avviato una collaborazione con l'Istat, con cui è stata progettata e introdotta una sezione dell'Indagine multiscopo specificamente dedicata ai servizi regolati dall'Autorità, cioè la fornitura di energia elettrica e di gas.

Gli obiettivi della sezione dell'indagine multiscopo dedicata ai servizi di energia elettrica e gas sono quindi quelli di rilevare sistematicamente, per entrambi i servizi, sia la soddisfazione degli utenti domestici (tipicamente famiglie) per il servizio complessivo, sia la soddisfazione degli utenti domestici per le principali componenti di qualità del servizio, come la continuità del servizio, la stabilità della tensione o della pressione, la frequenza di lettura, la comprensibilità delle bollette, le informazioni agli utenti e la sicurezza del servizio.

I dati presentati di seguito si riferiscono alla seconda rilevazione compiuta nel mese di novembre del 1999 su un campione di circa 20.000 famiglie. La prima rilevazione è stata compiuta nel mese di novembre 1998 su un campione di circa 29.000 famiglie¹⁰.

Il grado di soddisfazione degli utenti domestici per il servizio elettrico nel 1998 appare molto elevato: il 18,1 per cento si dichiara “molto soddisfatto” e il 72,2 per cento “abbastanza soddisfatto”, per un totale del 90,3 per cento di utenti complessivamente soddisfatti. Questi dati confermano dati già disponibili da altre ricerche, sia italiane che internazionali, secondo cui il livello di soddisfazione per il servizio elettrico è in generale piuttosto alto, anche rispetto ad altri servizi pubblici.

La percezione sulla qualità del servizio elettrico è influenzata dall'area territoriale e dell'ampiezza del comune di residenza. La quota di coloro che hanno dichiarato di essere poco o per niente soddisfatti del servizio elettrico raggiunge l'8,8 per cento del paese, ma cresce nei comuni piccoli e medi e al sud.

¹⁰ I risultati della prima rilevazione sono stati pubblicati in: *Note rapide*, Istat, n. 6, anno 4, 7 maggio 1999.

L'analisi dei dati di soddisfazione e insoddisfazione per tipologia di centro abitato mostra una maggiore insoddisfazione tra le aree nei comuni fino a 50.000 abitanti rispetto ai centri urbani a maggiore popolazione. La percentuale di insoddisfatti è infatti compresa tra il 8,7 per cento ed il 11,9 per cento delle famiglie nei comuni di ampiezza fino a 50.000 abitanti, mentre è pari al 4,5 per cento nei centri maggiori (Tav. 2.29).

TAV. 2.29 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Analisi per tipo di centro abitato

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
ITALIA	91,2	8,0
AREE METROPOLITANE – CENTRO	94,4	4,9
AREE METROPOLITANE – PERIFERIA	91,8	7,8
COMUNI CON PIÙ DI 50.000 AB.	94,3	4,5
COMUNI TRA 10.000 E 50.000 AB.	90,4	8,7
COMUNI TRA 2.000 E 10.000 AB.	88,2	10,9
COMUNI CON MENO DI 2.000 AB.	87,5	11,9

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Più accentuate sono le variazioni intorno alla media nazionale dei livelli di soddisfazione e insoddisfazione delle diverse ripartizioni territoriali. Rispetto a una media nazionale dell'8,0 per cento, gli insoddisfatti crescono dal 5 per cento del nord ovest, al 5,6 del nord est, al 7,4 per cento del centro, fino ad arrivare al 11,1 per cento nel sud e il 14,5 per cento delle isole maggiori (Tav. 2.30).

TAV. 2.30 SODDISFAZIONE COMPLESSIVA DELLE FAMIGLIE PER IL SERVIZIO ELETTRICO

Analisi per tipo di centro abitato

	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
ITALIA	91,2	8,0
NORD-OVEST	94,5	5,0
NORD-EST	94,1	5,6
CENTRO	91,3	7,4
SUD	88,1	11,1
ISOLE	83,9	14,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

Il dettaglio regionale mostra come le regioni in cui la insoddisfazione complessiva è maggiore sono la Calabria (25,1 per cento), la Sardegna (14,6 per cento) e la Sicilia (14,5 per cento); le regioni con la minore insoddisfazione sono il Molise e l'Emilia Romagna (rispettivamente, 3,4 per cento e 3,6 per cento di insoddisfatti) (Fig. 2.5).

L'analisi della soddisfazione per i singoli fattori della qualità del servizio permette di individuare le aree di miglioramento secondo la percezione degli utenti. I fattori di qualità esaminati sono:

- continuità del servizio (interruzioni);
- stabilità della tensione (sbalzi di tensione);
- frequenza di lettura dei contatori;
- comprensibilità della bolletta;
- informazioni sul servizio.

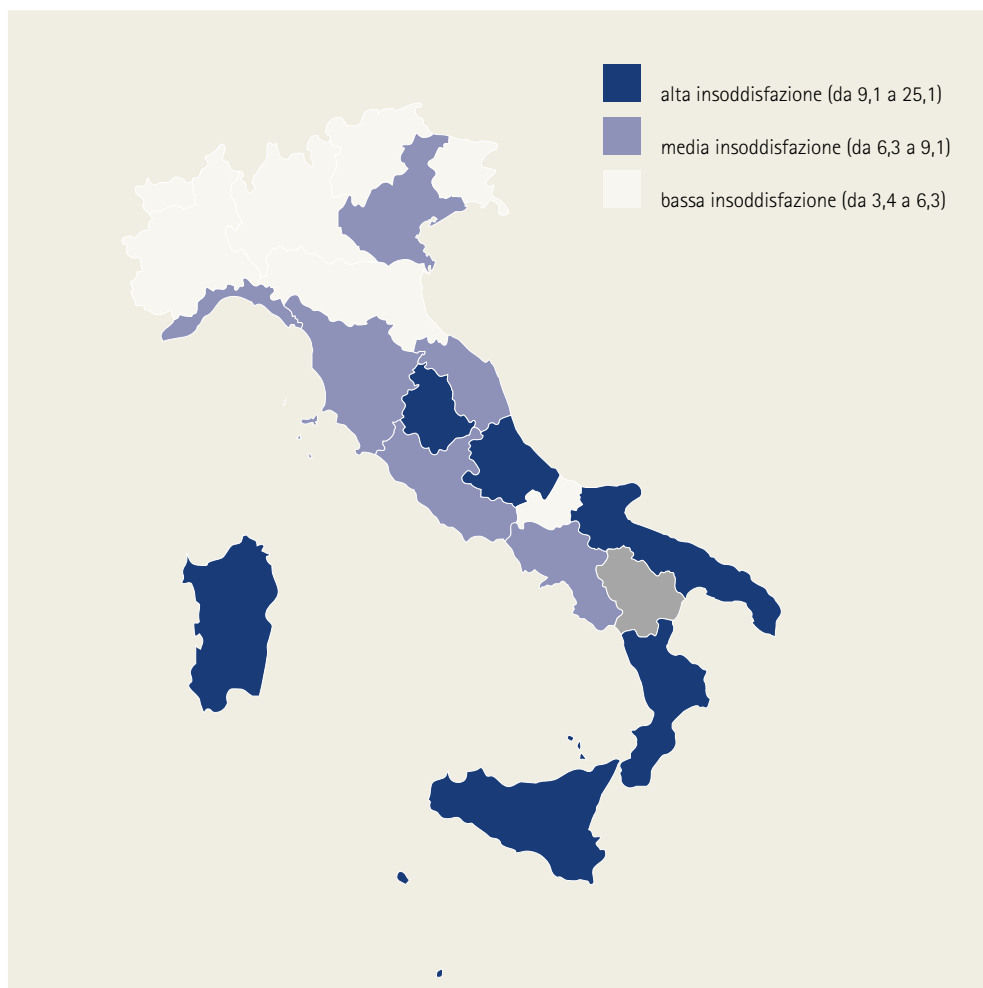
Dalla tavola 2.31 emerge che gli intervistati sono più soddisfatti dei fattori tecnici di qualità del servizio (continuità e stabilità della tensione) e meno dei fattori commerciali di qualità del servizio (lettura, bollette e informazioni). In particolare, l'insoddisfazione per la frequenza di lettura tocca un utente su quattro (24,7 per cento); anche per la comprensibilità della bolletta e l'adeguatezza delle informazioni sul servizio si registrano livelli di insoddisfazione elevati (rispettivamente 28,7 per cento e 23,5 per cento).

TAV. 2.31 SODDISFAZIONE PER ALCUNI FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

GIUDIZI	SODDISFATTI (MOLTO E ABBASTANZA SODDISFATTI)	INSODDISFATTI (POCO E PER NIENTE SODDISFATTI)
GIUDIZIO COMPLESSIVO SULLA QUALITÀ	91,2	8,0
GIUDIZI ANALITICI:		
CONTINUITÀ DEL SERVIZIO	91,0	8,1
STABILITÀ DELLA TENSIONE	87,2	11,8
FREQUENZA DI LETTURA	74,1	24,7
COMPRESIBILITÀ DELLA BOLLETTA	76,1	22,7
INFORMAZIONI SUL SERVIZIO	74,1	23,5

Fonte: Elaborazioni su dati Istat.

FIG. 2.5 GRADO DI INSODDISFAZIONE DEGLI UTENTI PER IL SERVIZIO ELETTRICO



Fonte elaborazioni su dati Istat.