

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 vettoriamento (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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 29 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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV 29 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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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.

XIII LEGISLATURA — DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2 10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI PER TIPOLOGIA
(SEGUE) DI CONSUMO NEI PAESI EUROPEI

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.

XIII LEGISLATURA - DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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

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	Var. % 99/98	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	Var. % 99/98
	lire/kWh	lire/kWh		lire/kWh	lire/kWh	
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, ovverossia 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 delle 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	IMPIANTO RICONVERTITO (MW)			PERSONALE
	miliardi di lire	base	mid-merit	totale	unità/GW
EUROGEN (A)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	2.010	3.340	614	6.711	285,2
IMPIANTI IDROELETTRICI		137	629	766	566,6
TOTALE	2.010	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTRROGEN (B)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	1.665	3.780	770	4.550	302,7
IMPIANTI IDROELETTRICI		57	957	1.014	376,7
TOTALE	1.665	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)					
IMPIANTI TERMOELETTRICI	1.433	2.980		2.980	400,7
IMPIANTI IDROELETTRICI		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 tradata 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.