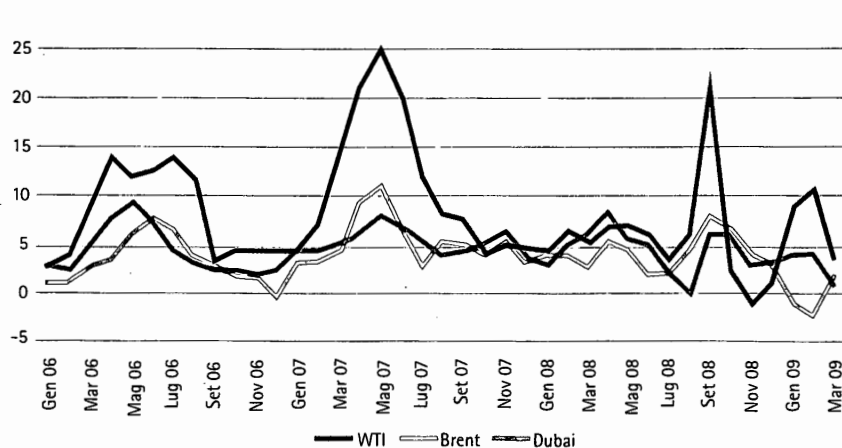


Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*.

Durante la prima parte del 2008 i margini si sono mantenuti su livelli discreti, se non proprio buoni, almeno per le lavorazioni più complesse, seppure con una notevole variabilità legata al diverso andamento del prezzo del greggio e dei prodotti raffinati (Fig. 1.12). La lavorazione con processi di *cracking* e *reforming* ha prodotto i margini più elevati, particolarmente forti nel caso dei greggi più pesanti e pertanto meno costosi. La caduta del prezzo del greggio nel mese di luglio ha innanzitutto causato la riduzione dei margini. Successivamente, in agosto e in settembre, lo sfasamento di circa un mese tra il crollo del prezzo del greggio e quello dei distillati ha determinato una breve

fiammata nel margine di raffinazione, molto forte per il WTI (21 \$/barile), ma significativa anche per il Brent e il Dubai.

Nell'ultimo trimestre, nonostante il crollo dei prezzi del greggio e dei prodotti, i margini di raffinazione sono rimasti generalmente accettabili, seppure con livelli differenziati in funzione della qualità dei greggi trattati e del tipo di lavorazione. In questo periodo il prezzo dei prodotti ha perso il sostegno della domanda, ormai avviata a un calo accelerato, e i margini sono crollati a valori prossimi a zero. La sensibilità alle condizioni esterne si desumono dal breve ma forte rialzo del margine del WTI a febbraio 2009 in corrispondenza del calo all'81% del



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*.

tasso di utilizzo delle raffinerie americane per un anticipo di manutenzione, normalmente effettuata in primavera.

La situazione rimane molto instabile con i margini continuamente sotto pressione e prossimi a zero. Il crollo delle prospettive economiche e della domanda di derivati petroliferi non

permette previsioni ottimistiche sul tasso di utilizzo delle raffinerie e sui margini nel 2009. Peraltro, l'esiguità dei margini di raffinazione, problema accentuato dal leggero recupero del prezzo del greggio nel mese di marzo 2009, frena l'utilizzo degli impianti.

Mercato internazionale del gas naturale

Nel 2008 la stasi o calo dei consumi di petrolio e carbone (vedi oltre), registrata quasi ovunque nell'area OCSE, non si è verificata per il gas naturale (Tav. 1.3). Il consumo di gas è infatti cresciuto apprezzabilmente nella maggior parte dei Paesi OCSE in relazione alle condizioni climatiche più rigide rispetto ai 2 anni precedenti e all'aumento della generazione elettrica a base di gas naturale, sostenuta anche dai prezzi più favorevoli rispetto al carbone e al petrolio, almeno nella prima parte del 2008. Vi sono state, tuttavia, notevoli differenze tra Paesi con aumenti piuttosto elevati (in Giappone, Regno Unito e Spagna) e cali altrettanto cospicui (in Australia, Canada e Germania). Tuttavia, dai dati disponibili per gli ultimi mesi è evidente che la crisi economica sta deprimendo anche i consumi di gas naturale negli usi diretti, nell'industria manifatturiera e nella generazione elettrica. Infatti, nonostante l'inverno più rigido, i consumi al picco invernale non si discostano significativamente da quelli degli anni precedenti, mentre è rimasto costante o diminuito il distacco tra massimo invernale e minimo estivo (Fig. 1.13).

Nell'Unione europea l'aumento del 2% nei consumi di gas rispetto al 2007 si è concentrato in 4 Paesi (Francia, Paesi Bassi, Spagna e Regno Unito) mentre nella maggioranza dei Paesi membri (18 su 27) la variazione è stata prossima a zero o negativa (Tav. 1.4). I consumi sono attualmente concentrati

negli usi civili, seguiti dall'industria: insieme coprono circa il 75% del fabbisogno totale. Nelle ultime previsioni della Commissione europea l'incidenza della generazione di elettricità sul fabbisogno totale raggiungerà un massimo di circa il 30% nel quinquennio 2015-2020, anche in considerazione dell'obiettivo "20-20-20"². L'aumento dei consumi nella generazione (sia assoluto sia relativo) coinvolge quasi tutti i Paesi ma interessa soprattutto l'Italia, la Germania e i Paesi Bassi, mentre un forte calo è previsto per il Regno Unito e la Spagna. Il prezzo elevato del gas sui mercati internazionali durante la maggior parte dell'anno ha favorito un maggiore ricorso alla produzione rispetto alle importazioni, soprattutto in Nord America dove l'aumento dei fabbisogni è stato coperto interamente da risorse interne con un calo delle importazioni. Il forte aumento della produzione nei Paesi Bassi e in Danimarca (rispettivamente 10,9% e 9,4%) è stato insufficiente a compensare il calo della produzione di Regno Unito, Italia e Germania: per far fronte all'incremento della domanda le importazioni in Europa sono quindi aumentate in modo consistente. Nell'area del Pacifico la produzione interna è invece calata determinando una forte crescita delle importazioni che rappresentano ormai l'86% dei consumi, rispetto al 59% dell'Europa e al 16% del Nord America.

² Nel dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato il pacchetto clima-energia volto a conseguire gli obiettivi che l'Unione europea si è fissata per il 2020: ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 20%, portare al 20% il risparmio energetico e aumentare al 20% il consumo di fonti rinnovabili.

TAV. 1.3

**Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE**G(m³)

	2004	2005	2006	2007	2008
OCSE Nord America					
Produzione interna	759	745	762	782	818
Importazioni ^(A)	139	138	133	152	135
da Paesi OCSE	121	120	116	130	125
da Paesi non OCSE	18	18	17	22	9
Esportazioni	129	127	123	135	141
Disponibilità	769	755	771	799	811
Variazione scorte	-2	-9	12	-15	-10
Consumo	771	764	760	814	821
OCSE Pacifico					
Produzione interna	42	44	46	48	47
Importazioni ^(A)	109	110	122	131	139
da Paesi OCSE	14	17	19	19	19
da Paesi non OCSE	95	93	103	113	121
Esportazioni	12	15	18	21	21
Disponibilità	139	139	151	159	165
Variazione scorte	1	-1	2	-1	2
Consumo	138	140	149	160	163
OCSE Europa					
Produzione interna	326	315	308	294	307
Importazioni ^(A)	365	394	416	415	438
da Paesi OCSE	140	141	152	164	171
da Paesi non OCSE	225	253	264	251	267
Esportazioni	155	163	176	175	189
Disponibilità	535	546	548	533	555
Variazione scorte	3	-1	9	-7	5
Consumo	533	547	539	540	550

(A) Include le importazioni attraverso le frontiere interne alle aree OCSE.

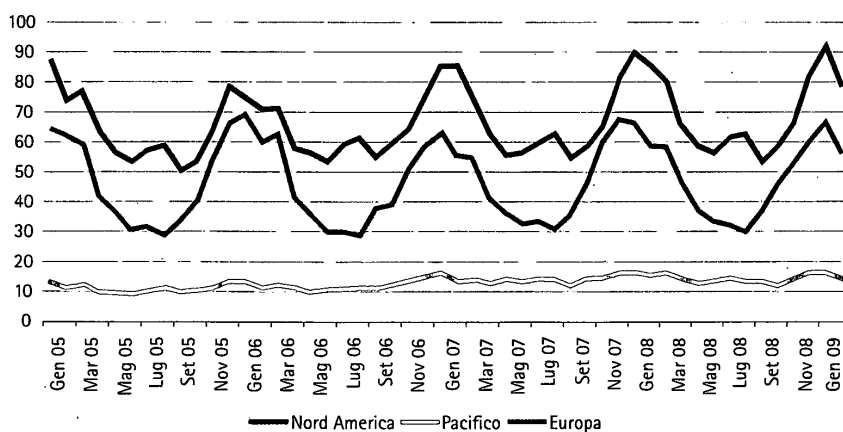
Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey*.

FIG. 1.13

**Consumo mensile di gas
naturale nell'area OCSE
dal 2006 al 2009**G(m³)Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey*.

TAV. 1.4

Consumo settoriale di gas nei Paesi membri dell'Unione europea negli ultimi due anni e previsioni al 2030 G(m³)

PAESI	ANNO 2007			TOTALE	ANNO 2008	ANNO 2030	
	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	USI CIVILI E ALTRO ^(A)			CONSUMI TOTALI	GENERAZIONE ELETTRICA
Austria	3,1	2,9	2,1	8,1	8,6	11,4	2,9
Belgio	6,5	5,4	5,6	17,5	17,6	21,3	8,2
Bulgaria	1,1	0,9	1,4	3,4	3,3	4,5	1,0
Danimarca	1,0	0,8	2,4	4,1	4,1	3,3	0,7
Estonia	0,5	0,1	0,5	1,0	1,0	1,1	0,2
Finlandia	2,3	0,9	1,3	4,4	4,6	5,0	3,0
Francia	16,7	0,5	28,6	45,8	47,4	53,0	3,6
Germania	37,0	9,8	39,2	86,0	85,1	107,1	24,3
Grecia	0,7	2,9	0,3	4,0	4,2	7,7	5,4
Irlanda	0,5	3,3	1,2	5,0	5,3	5,5	2,9
Italia	19,6	33,5	29,8	82,9	82,8	114,3	49,4
Lettonia	0,3	0,9	0,3	1,6	1,6	2,9	1,2
Lituania	1,8	1,3	0,3	3,4	3,1	5,0	2,4
Lussemburgo	0,4	0,6	0,4	1,4	1,3	1,7	0,7
Paesi Bassi	15,9	8,1	15,8	39,8	41,4	44,9	15,2
Polonia	7,6	1,0	5,3	13,9	14,2	27,7	2,6
Portogallo	1,4	1,1	1,8	4,2	4,6	6,9	3,9
Regno Unito	12,2	34,9	50,4	97,6	101,8	83,1	24,9
Repubblica Ceca	4,9	0,0	3,8	8,7	8,7	10,7	1,0
Romania	5,0	4,0	6,5	15,5	14,4	23,1	3,1
Slovacchia	2,9	0,0	2,6	5,5	5,5	10,1	2,3
Slovenia	0,7	0,0	0,3	1,1	1,0	1,9	0,4
Spagna	19,3	13,1	5,2	37,6	41,4	39,6	10,1
Svezia	0,5	0,4	0,2	1,1	1,0	3,5	0,7
Ungheria	1,9	4,5	6,4	12,8	12,7	18,1	5,6
Unione europea ^(B)	163,9	130,9	211,6	506,4	516,7	613,5	175,5

(A) Include teleriscaldamento e trasporto.

(B) Sono esclusi Cipro e Malta che attualmente non hanno approvvigionamenti di gas naturale.

Fonte: Eurogas, marzo 2009.

L'indicizzazione ai prodotti petroliferi, che regola la maggior parte delle importazioni di gas naturale nei contratti di lungo termine, ha ritardato di oltre un trimestre il calo dei prezzi alle frontiere europee. Essi hanno raggiunto il loro massimo storico di quasi 16 \$/MBtu (45 c€/m³), calcolato come media pesata delle principali importazioni, nel mese di novembre 2008 per scendere a 14 \$/MBtu in gennaio e a meno di 11 \$/MBtu a marzo 2009 (Fig. 1.14). Molto simile è l'andamento delle importazioni in Giappone che sono analogamente in buona parte indicizzate ai prodotti petroliferi. Ben diversa è la situazione negli Stati Uniti dove il prezzo all'ingrosso, definito al Nymex con riferimento all'*Henry Hub*, ha seguito di pari passo l'andamento del prezzo del greggio WTI attraverso meccanismi di arbitraggio sui mercati finali. Nel mese di marzo 2009 il prezzo all'*Henry Hub* era sceso a

meno di 4 \$/MBtu, ovvero un quarto del prezzo al picco di luglio.

I prezzi del gas russo, norvegese e olandese, che coprono attorno al 75% delle importazioni dei Paesi europei, sono stati molto simili durante il corso del 2008, come del resto anche nel 2007, quasi sempre con un leggero vantaggio per il gas di provenienza russa. Come anche negli anni precedenti, il prezzo del gas algerino è rimasto distante del 20% circa verso l'alto o verso il basso, rispettivamente, per le importazioni via GNL e via metanodotto (Fig. 1.15).

Diversamente dal prezzo di riferimento per gli Stati Uniti, i prezzi negli *hub* europei di Bunde/TTF, NBP e Zeebrugge non hanno seguito da vicino l'andamento del prezzo del petrolio, probabilmente per via delle inquietudini originate da avvenimenti come la guerra in Georgia, l'intervento a Gaza e l'in-

terruzione delle forniture a seguito del contenzioso russo-ucraino (Fig. 1.16). Pare tuttavia verosimile l'adozione da parte dei *trader* di una strategia di appiattimento sui prezzi molto più favorevoli nei contratti di lungo termine agganciati al petrolio, ancora di gran lunga prevalenti sul mercato europeo, che hanno permesso di prolungare di diversi mesi i

guadagni connessi alla bolla petrolifera. Se i punti di scambio funzionassero in modo perfetto, il prezzo negli *hub* sarebbe calato a meno di 15 c€/m³ già nel mese di settembre 2008, mentre questo valore è stato raggiunto solo nel marzo 2009, con poco più di un mese di anticipo sul prezzo medio alle frontiere europee.

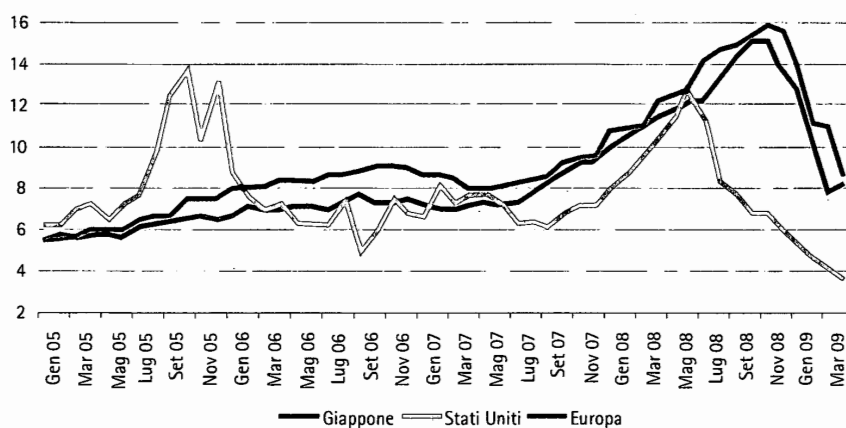


FIG. 1.14

Prezzi internazionali del gas^(A) dal 2005 al 2009
\$/Mbtu

(A) Il prezzo medio per il Giappone non include il corrispettivo per la rigassificazione, comunque inferiore a 1 \$/Mbtu. Il prezzo per gli Stati Uniti è quello registrato sull'*Henry Hub*. Il prezzo per l'Europa è calcolato come media dei prezzi alle frontiere.

Fonte: *World Gas Intelligence*, Bloomberg e Argus.

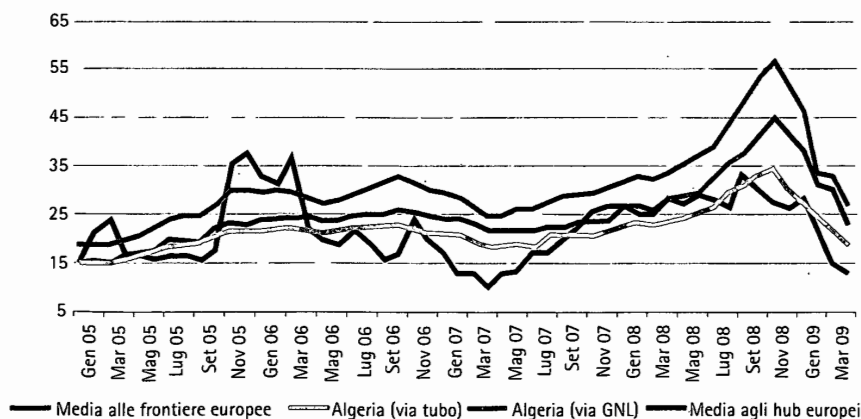


FIG. 1.15

Prezzo del gas naturale
sul mercato europeo
c€/m³

Fonte: *World Gas Intelligence* per i prezzi alle frontiere, Bloomberg per i prezzi agli *hub*.

L'andamento del prezzo al PSV risulta abbastanza in linea con il prezzo negli altri *hub* europei, seppure su valori alquanto più elevati imputabili sostanzialmente alla mancanza di concorrenza sul mercato italiano, che questo *hub* attualmente rappresenta. In ogni caso è significativo l'aumento registrato nel mese di gennaio 2009: esso riflette la crisi del gas innescata dal contenzioso russo-ucraino che trova solo un minimo riscontro negli *hub* del Nord Europa, meno influenzati dalle condizioni di offerta di gas russo.

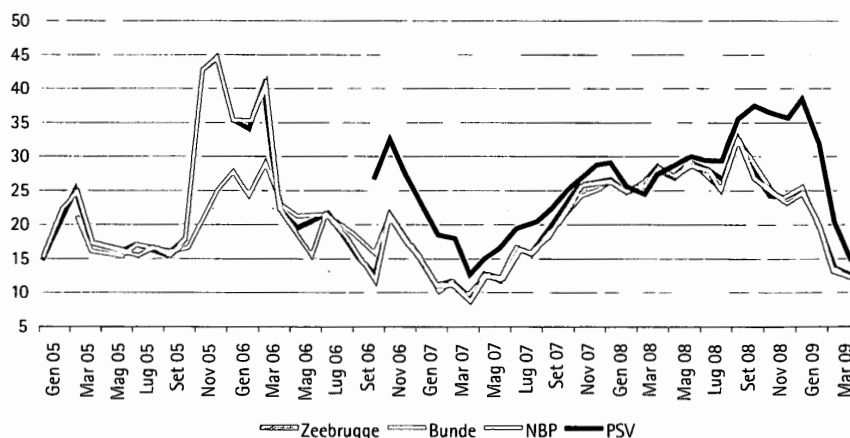
A questo riguardo è il caso di segnalare la maggiore sensibilità degli *hub* del Nord Europa alle interruzioni dell'analoga crisi dell'inverno 2006. In quell'anno ha giocato un ruolo centrale l'inverno molto più freddo rispetto a quello del 2008 con effetti sugli approvvigionamenti che in molti Paesi si sono prolungati fino a marzo. La crisi del 2008 ha tuttavia avuto risvolti non

meno preoccupanti, sia per la maggiore durata delle interruzioni, che ha messo in ginocchio i Paesi dell'Est europeo, sia per le implicazioni economiche sui bilanci di Gazprom, da cui il governo russo dipende in misura significativa per le sue entrate. Data la profonda crisi economica che ha colpito l'Ucraina, la situazione di emergenza sembra destinata a prolungarsi se non ad aggravarsi anche nell'inverno del 2010. Infatti, la società ucraina Naftogas non ha le risorse per comprare il gas necessario per riempire i propri stoccaggi, oramai in buona parte svuotati, in vista della stagione fredda, e questo spinge il governo ucraino a chiedere aiuto all'Unione europea.

Il calo dei prezzi del gas naturale previsto durante la maggior parte del 2009, che si aggiunge al crollo del prezzo del petrolio, colpisce particolarmente la Russia, principale esportatore mondiale di gas e petrolio.

FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale
negli *hub* europei
€/m³



Fonte: Bloomberg.

La veloce dinamica involutiva del prezzo del greggio a confronto con il più lento meccanismo di indicizzazione in vigore nella maggior parte dei contratti di importazione del gas naturale, ha dato luogo a una forte e inedita divaricazione tra i prezzi dei prodotti petroliferi e il prezzo del gas naturale che ha spiazzato la concorrenza tra le fonti nel comparto industriale e della generazione termoelettrica. L'effetto ha avuto particolare risalto nel mercato europeo dove il prezzo del gas

naturale ha superato quello dell'olio combustibile tra settembre e ottobre 2008, mantenendo un distacco di 140 \$/tep ancora nel mese di marzo 2009. Sul mercato giapponese, l'aggancio è avvenuto nel mese di novembre ma è durato poco e a marzo 2009 il prezzo del gas era tornato a circa la metà di quello dell'olio combustibile. Sul mercato americano, nonostante la maggiore correlazione con il petrolio, il prezzo del gas naturale ha faticato a scendere, così che anche qui il divario di

prezzo tra le due fonti di energia si è ridotto a poco più di 90 \$/tep in dicembre e in gennaio.

Sul mercato del Mediterraneo, ad alterare la convenienza relativa delle fonti di energia si è aggiunto lo sgonfiamento dei prezzi internazionali del carbone, in parte trascinato proprio dal crollo del prezzo del greggio. Tra luglio e novembre, mentre il prezzo dell'olio combustibile precipitava da circa 450

€/tep a valori prossimi e anche inferiori a 200 €/tep, il prezzo del gas naturale continuava a crescere fino a raggiungere un massimo di 490 €/tep prima di iniziare a calare. Nello stesso periodo il divario tra il prezzo dell'olio combustibile e quello del carbone da vapore, mantenutosi nell'ordine di 200 €/tep durante la maggior parte del 2007, è crollato praticamente a zero nel dicembre 2008.

Mercato internazionale del carbone

Nel corso del 2008 le quotazioni sui mercati internazionali del carbone hanno avuto un andamento che non si è discostato molto da quelle del petrolio. Ad esempio, il prezzo *cif* ARA è aumentato da 130 \$/t, come media delle prime settimane di gennaio, per raggiungere un massimo di 224 \$/t nelle prime settimane di luglio per poi crollare a meno di 84 \$/t alla fine di dicembre.

Il prezzo medio sul mercato del Pacifico si è mosso in modo non dissimile, ma a livelli generalmente più bassi. A dire il vero anche nell'anno precedente le tendenze nei due mercati dell'Atlantico e del Pacifico in qualche modo riflettevano quella del prezzo del greggio, indicando una certa correlazione tra i mercati, sebbene le fonti siano solo parzialmente sostituibili (Fig. 1.17).

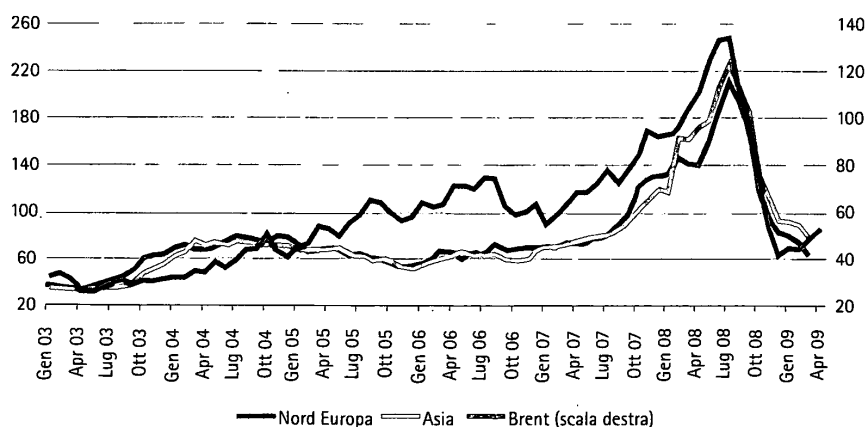


FIG. 1.17

Prezzo del carbone
sui mercati internazionali
\$/Mtec per il carbone e \$/barile
per il Brent

Fonte: Platt's per il carbone, Icis Lor per il Brent.

Nemmeno l'ondata di freddo e le tensioni sulle forniture di gas russo dell'inverno, che hanno interessato il continente europeo, hanno significativamente influito sui consumi di carbone termoelettrico i cui stock hanno continuato ad accumularsi nei porti di Amsterdam e Rotterdam. Sia in Europa sia in Asia, le *utility* si sono mosse con estrema cautela per evitare acquisti di carbone che poi sarebbero finiti in stoccaggio. I prezzi sono calati ancora nei primi mesi del 2009 a valori inferiori a 70 \$/t che non si vedevano dall'estate del 2007, seppure doppi rispetto a quelli dell'anno precedente, quando è iniziato l'aumento dei prezzi. È soprattutto impressionante il grado di convergenza del prezzo di tutti i principali carboni, almeno a parità di contenuto calorico. Molte *utility* dei Paesi importatori, non fidandosi dei contratti di lungo termine, hanno comperato il carbone in base ad accordi di breve termine e ad acquisti sul mercato *spot*. Tanti operatori temono che il prezzo del carbone potrebbe tornare su livelli prossimi a 40 \$/t, caratteristici della prima metà del 2006.

Il forte calo del prezzo del carbone è legato soprattutto alla recessione mondiale che ha colpito il settore siderurgico, quello cementiero e altri settori industriali che privilegiano l'uso del carbone, nonché il settore termoelettrico che ha risentito della stasi (quando non addirittura del calo) nei consumi di elettricità per usi industriali e civili, dovuta alla crisi economica mondiale. A tale condizione, nella seconda metà del 2008 ha contribuito inevitabilmente anche la difficile situazione del credito che si è aggiunta agli effetti della recessione mondiale.

L'impatto negativo sul mercato internazionale del carbone viene spesso attribuito al rallentamento dell'economia cinese la cui crescita è stata una delle principali cause dell'aumento del prezzo del carbone negli ultimi anni. Nel 2008 la Cina ha ridotto sia le sue esportazioni (da 51 a 42 milioni di tonnellate), sia le sue importazioni (da 42 a 30 milioni di tonnellate), cifre significative per l'import/export internazionale, ma trascurabili rispetto alla produzione interna. Il colpo decisivo al

TAV. 1.5

Principali flussi di carbone termico nel commercio internazionale dal 2000 al 2008
Milioni di tonnellate

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA							STATI UNITI	ALTRI	TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD AFRICA	CINA	COLOMBIA				
Esportazioni totali										
2004	108,5	89,7	36,9	53,8	80,9	15,1	12,5	92,4	489,8	
2005	108,7	107,0	49,9	57,8	66,4	18,6	11,6	103,7	523,5	
Anno 2006	112,7	124,7	64,4	65,2	58,9	39,5	11,3	99,1	575,9	
Unione europea	3,7	18,6	49,3	45,8	0,4	23,3	4,9	11,8	157,9	
India	1,1	13,0	0,0	0,7	4,7	0,0	0,1	15,9	35,5	
Giappone	57,4	26,2	8,7	0,0	18,6	0,0	0,0	51,2	162,1	
Corea	17,6	16,9	4,1	0,0	17,6	0,0	0,1	0,2	56,5	
Taiwan	14,9	21,0	1,3	0,0	13,3	0,0	0,0	11,3	61,7	
Altri	17,9	29,0	1,0	18,7	4,3	16,2	6,2	8,7	102,1	
Anno 2007	112,1	132,0	67,8	66,2	50,5	41,6	15,2	130,9	616,4	
Unione europea	2,8	12,4	49,9	40,9	0,4	26,1	7,6	6,3	146,4	
India	0,6	15,8	0,0	4,6	0,5	0,0	0,0	17,1	38,6	
Giappone	63,3	26,2	10,8	0,2	14,4	0,0	0,0	57,1	172,0	
Corea	15,4	22,1	5,6	0,1	18,2	0,0	0,0	1,7	63,1	
Taiwan	17,7	18,9	1,3	0,0	12,7	0,0	0,0	15,0	65,6	
Altri	12,3	36,6	0,2	20,4	4,4	15,5	7,6	33,6	130,7	
Anno 2008	125,4	126,8	65,3	59,2	41,8	34,5	21,8	59,6	534,4	
Unione europea	3,0	12,5	50,3	35,6	0,4	19,5	12,7	-3,3	130,7	
India	0,9	15,5	0,0	2,8	0,8	0,0	0,1	15,7	35,8	
Giappone	68,0	25,5	6,6	0,1	11,5	0,0	0,1	7,6	119,5	
Corea	24,1	18,3	6,9	0,2	15,4	0,0	0,1	6,6	71,6	
Taiwan	20,1	17,7	1,2	0,1	10,6	0,0	0,0	15,0	64,6	
Altri	9,3	37,3	0,4	20,4	3,1	15,0	8,7	18,0	112,2	

Fonte: Platt's, International Coal Report.

commercio del carbone è stato assestato dalla recessione in Giappone che è il principale importatore mondiale. La crisi giapponese si è riflessa in un calo del 30% dell'import di questo Paese ed è stata la causa principale del crollo (oltre 80 milioni di tonnellate di carbone, circa il 13%) delle importazioni a livello globale. È comunque evidente dalla tavola 1.5 che quasi tutte le aree, tra cui l'Unione europea, hanno accusato un calo nei consumi di carbone nel 2008.

La crisi ha invece avuto un impatto assai diversificato sui Paesi esportatori, colpendo soprattutto gli esportatori minori e le qualità meno pregiate di carbone. Complessivamente i sette principali Paesi esportatori hanno accusato un calo di appena il 2%. Tuttavia, escludendo l'Australia e gli Stati Uniti, che hanno addirittura aumentato le loro esportazioni, risulta per i rimanenti cinque Paesi un calo del 9%. La maggior parte della riduzione ha riguardato una ventina di esportatori che nell'ultimo decennio ha contribuito regolarmente a circa il 20% del commercio internazionale, le cui esportazioni nel 2008 si sono più che dimezzate.

Il calo dei consumi e il crollo del prezzo del carbone hanno provocato una profonda crisi del mercato dei noli, che ha visto le cessioni di cargo Capesize ridursi di 60 volte in meno di sei mesi (dal massimo storico di 240.000 \$/giorno nel mese di giugno), provocando problemi di solvibilità per molti contraenti. Il problema è stato aggravato dal rallentamento del trasporto internazionale di materiali *dry bulk*, soprattutto di ferro dal Brasile alla Cina, che si è aggiunto al calo del mercato internazionale del carbone metallurgico e da vapore. Infatti, per le quantità trasportate e la lunghezza della rotta (maggiore delle rotte Sudafrica-Europa e Australia-Asia), il commercio tra Brasile e Cina condiziona significativamente il mercato dei noli. Il costo sulla rotta Richards Bay-Rotterdam è sceso a valori attorno a 10 \$/t e sta diminuendo ancora da un minimo sostenibile che molti *trader* ritengono nell'ordine di 15 \$/t. Tante navi sono rimaste ferme nei porti principali, sia dei Paesi produttori sia di quelli importatori, in attesa di tempi migliori ed è facile prevedere il fallimento per molti *trader* se le attività non riprenderanno presto.

Domanda e offerta di energia in Italia

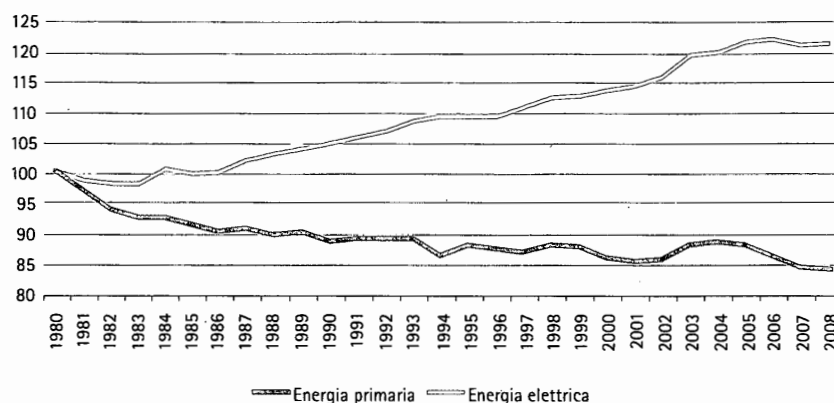
Il 2008 è il quarto anno consecutivo in cui l'Italia ha subito un calo dei consumi di energia primaria. Dopo il valore massimo di 196,7 Mtep raggiunto nel 2004, il fabbisogno di energia per i consumi interni è calato di 0,7 Mtep nel 2005 e 2006, di 1,3 Mtep nel 2007. Nel 2008 ha raggiunto 192,1 Mtep con un ulteriore calo di ben 2,1 Mtep. Si tratta dunque di una diminuzione complessiva di 4,8 Mtep in 5 anni. Il calo è solo in parte la conseguenza della scarsa (o negativa) crescita economica, come rilevato nella figura 1.18 che illustra il trend calante del rapporto tra fabbisogno di energia primaria e PIL verificatosi negli ultimi tre decenni, correlato con il continuo miglioramento del rendimento del sistema energetico nel suo comples-

so. In parallelo, si rileva comunque che il rapporto tra energia elettrica e PIL continua a crescere, seppure in modo non continuo. Nel 2008, la caduta del fabbisogno elettrico è stata inferiore a quella del PIL (-0,7% contro -1,0%), in modo che il rapporto è marginalmente cresciuto (Fig. 1.18).

La tavola 1.6, che confronta il bilancio dell'energia del 2008 con quello del 2007, offre una sintetica chiave di lettura dei cambiamenti avvenuti nel sistema energetico nazionale nel corso dell'ultimo anno. Il fabbisogno o disponibilità di energia per i consumi interni, di cui sopra, è la risultante ottenuta sommando la produzione interna alle importazioni e sottraendo le esportazioni e le variazioni delle scorte. Prima di essere

FIG. 1.18

**Intensità energetica
del PIL dal 1980 al 2008**
Numeri indice 1980 = 100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.

TAV. 1.6

**Bilancio dell'energia
in Italia nel 2007
e nel 2008**
Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2008						
Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
Importazione	16,76	63,42	101,62	0,73	9,46	191,98
Esportazione	0,14	0,17	28,41	0,10	0,76	29,57
Variazione scorte	0,13	0,85	-0,99	0,02	0,00	0,00
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,96	70,03	79,44	16,95	8,70	192,07
Consumi e perdite del settore energetico	-0,76	-1,23	-5,38	-0,10	-42,08	-49,55
Trasformazione in energia elettrica	-11,69	-28,30	-5,91	-13,87	59,77	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,50	68,14	2,98	26,40	142,52
- industria	4,36	14,37	7,12	0,36	11,63	37,83
- trasporti	0,00	0,53	42,60	0,60	0,93	44,66
- usi civili	0,01	24,67	5,06	1,80	13,36	44,90
- agricoltura	0,00	0,16	2,41	0,22	0,48	3,27
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,20	0,00	0,00	8,11
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,76	0,00	0,00	3,76
ANNO 2007						
Produzione	0,54	8,01	5,86	13,57	0,00	27,98
Importazione	16,83	61,01	107,82	0,74	10,77	197,17
Esportazione	0,19	0,06	30,76	0,01	0,58	31,59
Variazione scorte	-0,02	-1,08	0,46	0,00	0,00	-0,65
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,21	70,04	82,46	14,30	10,18	194,20
Consumi e perdite del settore energetico	-0,77	-1,27	-6,08	-0,10	-42,76	-50,99
Trasformazione in energia elettrica	-11,94	-28,29	-7,25	-11,70	59,18	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,50	40,48	69,13	2,50	26,60	143,21
- industria	4,36	15,81	7,15	0,37	12,00	39,68
- trasporti	0,00	0,49	43,39	0,16	0,90	44,93
- usi civili	0,01	23,25	5,11	1,76	13,22	43,34
- agricoltura	0,00	0,16	2,46	0,22	0,49	3,32
- sintesi chimica	0,13	0,78	7,47	0,00	0,00	8,38
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,56	0,00	0,00	3,56

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolica), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico e Terna.

accessibile per gli usi finali, tale energia deve essere trasformata nelle fonti finali impiegate nei processi di consumo e trasportata sul luogo di utilizzo finale. Nei bilanci abbreviati riportati nella tavola, l'energia necessaria per passare dall'energia primaria all'energia finale viene raggruppata in due settori: *trasformazione in energia elettrica e consumi e perdite del settore energetico*, che include la raffinazione e la cokefazione nonché l'energia spesa per il trasporto e la distribuzione delle fonti finali.

Domanda di energia negli usi finali

L'insieme delle fonti consumate per gli impieghi finali ha subito un calo dello 0,5%, soprattutto nei comparti industriali che hanno evidenziato una riduzione complessiva del 4,4%. Particolarmente esposti alla crisi sono stati il settore metallurgico (-16%) e quello petrolchimico (-11%) seguiti dal settore del cemento; ma praticamente tutti i settori manifatturieri hanno ridotto i consumi in modo significativo. La figura 11.9, che confronta l'andamento della variazione mensile degli usi finali negli ultimi anni rispetto alla media storica, evidenzia l'eccezionalità del 2008, caratterizzato dall'aggravarsi della congiuntura economica nella seconda metà dell'anno, e il difficile inizio del 2009. L'andamento fortemente decrescente nel

corso del 2008 è stato rafforzato dalle condizioni climatiche avverse dei primi mesi, mentre l'inverno del 2007 era stato molto mite. Sebbene il calo sia avvenuto in via generale per tutto lo spettro degli usi finali, l'andamento è assai diverso per fonte e settore.

Gli effetti della congiuntura economica sui consumi di energia elettrica, già presenti a metà del 2008, sono emersi in tutta chiarezza nell'ultimo trimestre dell'anno con una caduta del fabbisogno rispetto all'anno precedente che ha superato il 6% in novembre e dicembre. Il calo è stato particolarmente forte nelle regioni settentrionali ma comunque rilevante anche nelle regioni meridionali. Come conseguenza, la punta invernale nel mese di dicembre è stata di gran lunga inferiore alla punta estiva di luglio (rispettivamente, 52,2 GW contro 55,3 GW), mentre nel 2007 le due punte erano molto vicine (56,8 contro 56,6 GW). Complessivamente durante l'anno i consumi elettrici sono calati dello 0,7%, valore che tuttavia nasconde un andamento assai differenziato tra le diverse regioni: fortemente negativo nelle regioni settentrionali ma ancora discretamente positivo nelle regioni meridionali (Tav. 1.7). La riduzione più forte è avvenuta, non sorprendentemente, nel settore industriale (-3,1%) mentre il settore degli usi civili evidenzia una leggera crescita, nonostante il calo del settore terziario che vi incide per il 50%.

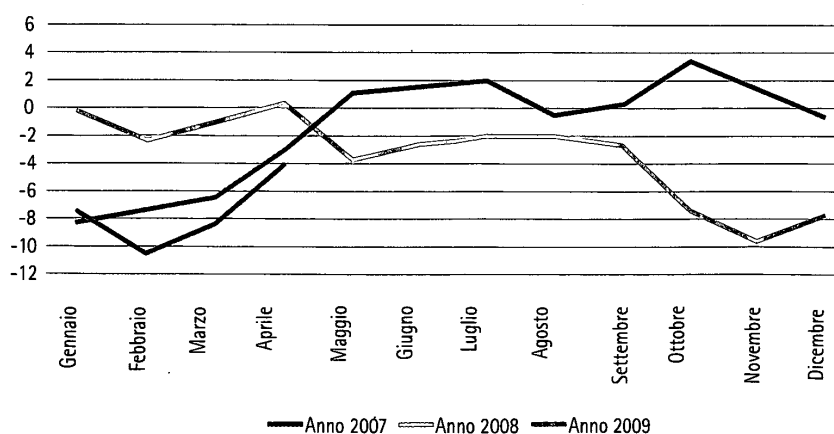


FIG. 1.19

Variazione dei consumi mensili finali di energia rispetto allo stesso mese degli anni 2003-2007

Valori percentuali^(A)

(A) Non comprende gli usi finali del carbone. Sono anche esclusi, in quanto non usi finali, i consumi e le perdite di energia per la generazione elettrica, la raffinazione e altri processi di raffinazione, nonché per il trasporto.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 1.7

Richiesta di energia elettrica sulla rete per aree territoriali nel 2007 e nel 2008
GWh

AREA TERRITORIALE	2007	2008	VARIAZIONE ANNO SU ANNO	PERCENTUALE ESCLUSO IL 29/02/08
Liguria - Piemonte - Val d'Aosta	36,6	35,4	-3,3	-3,6
Lombardia	70,8	67,9	-4,1	-4,4
Friuli Venezia Giulia - Trentino Alto Adige - Veneto	49,8	49,5	-0,6	-0,9
Emilia Romagna - Toscana	50,8	50,7	-0,3	-0,6
Abruzzo - Lazio - Marche e Molise - Umbria	48,8	48,5	-0,6	-0,9
Basilicata - Calabria - Campania - Puglia	48,7	50,2	3,0	2,7
Sicilia	21,9	22,5	2,9	2,6
Sardegna	12,6	13,0	3,4	3,1
ITALIA	339,9	337,6	-0,7	-1,0

Fonte: Terna.

Dopo un inizio d'anno caratterizzato da condizioni climatiche relativamente rigide e da una forte crescita dei consumi di gas naturale, l'aumento dei prezzi, sfasato di parecchi mesi rispetto a quello del petrolio, ha avuto la meglio e i consumi sono calati in termini sia relativi sia assoluti nel corso dell'anno, per determinare una variazione complessiva praticamente nulla in confronto all'anno precedente. Il crollo dei consumi, causato dall'impatto negativo della crisi economica sui consumi industriali, è stato particolarmente forte dal mese di novembre in poi continuando anche nei primi mesi del 2009, nonostante l'inverno insolitamente freddo. Il calo dei consumi nel settore industriale nel 2008 nel suo complesso è stato pari al 9,1%, mentre i consumi negli usi civili, determinati prevalentemente dal riscaldamento degli ambienti, sono aumentati del 6,1%. Il petrolio ha registrato il calo più consistente tra le fonti energetiche negli usi finali (-1,4%). La riduzione dei consumi era già presente nel 2007 in relazione al crescente prezzo del greggio e non ha fatto altro che aggravarsi nel corso del 2008, peggiorando ancora nei primi mesi del 2009, per effetto della crisi economica. La diminuzione dei consumi è stata significativa in tutti i settori, soprattutto in quello dei trasporti che hanno visto un calo assoluto di poco inferiore a un milione di tep (-1,8%). Il settore meno colpito è stato quello degli usi civili, dove i prodotti petroliferi sono comunque presenti in forma minoritaria.

Offerta di energia

A eccezione delle fonti rinnovabili, straordinariamente cresciute del 20%, la produzione delle fonti primarie di energia è

diminuita, nel corso del 2008, del 4,6% per il gas naturale e dell'11% per il petrolio. A ciò può avere contribuito il ristagno nel fabbisogno, ma almeno per il gas naturale un calo era in ogni caso atteso, visti i deboli investimenti in attività di esplorazione e sviluppo effettuati nell'ultimo decennio.

L'andamento dell'import/export è risultato assai diversificato a seconda della fonte. La riduzione del fabbisogno e la debolezza dei mercati internazionali hanno risparmiato l'Italia da un ulteriore aumento delle importazioni di idrocarburi, che si sono complessivamente ridotte di 3,8 Mtep (dell'1,2% rispetto al 2007). Tuttavia, tale diminuzione risulta dalla compensazione tra un forte calo delle importazioni di greggio e semilavorati (-5,7%) e il significativo aumento delle importazioni di gas naturale (3,9%). La caduta delle importazioni di greggio e semilavorati si spiega con il crollo dei mercati internazionali che ha determinato la riduzione delle esportazioni di raffinati, ma anche con il calo del mercato interno. La differenza tra domanda e offerta è andata a ingrossare le scorte di prodotti finiti (+1,0 Mtep), come del resto è avvenuto in altri Paesi, primo tra tutti gli Stati Uniti. Viceversa, l'aumento delle importazioni di gas naturale, a fronte di una domanda praticamente invariata, si spiega con la diminuzione delle importazioni nel 2007 per via del forte prelievo dagli stoccaggi colmati nell'anno precedente, mentre le importazioni in eccesso nel 2008 sono state immesse negli stoccaggi.

Il forte aumento della generazione idroelettrica, a basso costo rispetto alla generazione termoelettrica, ha notevolmente cambiato i parametri di riferimento per il commercio internazionale dell'energia elettrica, determinando un consistente decremento delle importazioni (-12%) e un ancora più forte

aumento delle esportazioni (30%) rispetto all'anno precedente. Il favorevole rapporto tra importazioni ed esportazioni di elettricità è stato comunque facilitato anche dal calo del fabbisogno elettrico.

Nonostante i miglioramenti nell'efficienza della generazione termoelettrica – dovuti essenzialmente alla sostituzione di impianti termoelettrici tradizionali a favore di cicli combinati a gas naturale, risultanti in un risparmio di circa 4,5 Mtep nel 2008 rispetto alle condizioni del 2004 – la generazione e la trasmissione elettrica rimangono di gran lunga le principali componenti dei consumi e delle perdite del settore energetico (87%). I rimanenti consumi e perdite sono notevolmente calati nel corso del 2008, soprattutto per la minore attività della raffinazione (–6%).

Diversamente dal fabbisogno elettrico, la generazione elettrica è aumentata, trascinata dalla forte ripresa dell'energia idroelettrica (18%) dopo diversi anni di calo dovuto alla scarsa piovosità. In tema di rinnovabili è anche da segnalare la forte cre-

scita dell'energia eolica (59,5%) che sorpassa la generazione geotermica (6,4 contro 5,2 TWh), mentre rimane trascurabile l'apporto del fotovoltaico (200 MWh), seppure in forte crescita (quasi decuplicato dall'anno precedente). L'impulso dovuto alla generazione da fonti rinnovabili, non oberate da costi di combustibile, ha avuto l'effetto di limitare il ricorso alla generazione termoelettrica che è diminuita del 2,1% (da 265,8 a 260,2 TWh lorde).

La generazione da prodotti del petrolio ha continuato la sua ormai ventennale discesa (–20%) per contribuire appena con il 7% alla generazione termoelettrica lorda totale. A causa dell'elevato prezzo del carbone sui mercati internazionali, mantenutosi alto fino a dopo l'estate del 2008, la generazione da questa fonte ha registrato un calo del 2,1%. Con i prezzi oramai tornati sui livelli del 2006 e con l'entrata in esercizio delle unità a carbone della centrale di Civitavecchia, la generazione da carbone dovrebbe poter registrare un apprezzabile aumento nel 2009.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) dall'anno 1985 raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri.

Dal 1° luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della Direttiva 90/377/CEE concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La Direttiva citata ha ampliato la portata della rilevazione statistica preesistente, per quanto riguarda i

consumatori industriali, e ha definito una procedura per la comunicazione a Eurostat dei dati relativi a ogni Stato membro. Eurostat ha continuato a effettuare la rilevazione relativa ai prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla Direttiva 90/377/CEE, sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. Il 7 giugno 2007 la Commissione europea, con la Decisione 2007/394/CE, ha rivisto tale Direttiva aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente coerente con il nuovo assetto di mercato previsto dalla completa liberalizzazione

dell'attività della vendita finale a partire dal 1° luglio 2007. Eurostat ha provveduto ad aggiornare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici, confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla Direttiva 90/377/CEE, per ragioni di chiarezza il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la Direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas ed energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale* 2008, ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali articolati per classi di consumo e ponderati sulla base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Con l'adozione della nuova metodologia le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da gennaio 2008. Infatti, da tale mese la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente anche se, già da luglio 2007, è stata data la possibilità agli Stati membri di comunicare i prezzi a Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché di quella preesistente, e la maggior parte dei Paesi ha scelto questa opzione. Con riferimento al nostro Paese si segnala, tuttavia, che i dati forniti con riferimento al secondo semestre 2007 per l'energia elettrica e pubblicati nella *Relazione Annuale* 2008 erano provvisori, in quanto la nuova metodologia di rilevazione non era ancora stata interamente approntata dallo Stato italiano. In particolare, si precisa che con la nuova metodologia di rilevazione, che ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza

distinzione tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione con riferimento al primo semestre 2008 ed estratti dal database Eurostat in data 18 aprile 2009. Le statistiche includono anche i Paesi entrati a far parte dell'Unione europea nell'aprile del 2004 e nel gennaio 2007. I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con il cambio corrente (alla data della rilevazione) per i Paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea. Più significativo sarebbe il confronto dei valori a parità di potere d'acquisto. A oggi, tuttavia, questi dati sono disponibili in forma provvisoria nel database gestito da Eurostat solo per alcune tipologie di prezzo. Occorre infine precisare che, secondo la definizione Eurostat, che è stata mantenuta anche con riferimento alla nuova metodologia, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non incluso nel prezzo industriale come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema, mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre i prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel primo semestre 2008 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (<1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi superiori del 10%, sia al lordo sia al netto delle imposte, rispetto alla media europea. Ciò è conseguenza dell'introduzione della nuova metodologia di rilevazione che non distingue tra consumatori residenti e non residenti, distinzione peraltro tipica del contesto italiano. Il risultato del confronto è infatti in larga misura ascrivibile alla significativa presenza in tale classe dei consumatori non residenti (per esempio, seconde case). Infatti, con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh annui), dove tale presenza è meno rilevante, l'esito si ribalta e i prezzi italiani risultano inferiori del 10% al lordo delle imposte e del 4% al netto, rispetto ai livelli medi europei. Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori ai 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi della media europea. Per i consumi più elevati restano le differenze già segnalate in passato con scostamenti positivi tra i prezzi italiani e i corrispondenti prezzi medi europei che variano, a seconda della classe di appartenenza, tra circa il 30% e oltre il 45% (Tav. 1.8).

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh annui, i prezzi italiani lordi si collocano sui livelli più elevati in Europa insieme ai prezzi danesi, tedeschi e belgi. Al di sotto della media europea si attestano invece i prezzi di Portogallo, Regno Unito, Spagna, Finlandia e Francia mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (ex repubbliche sovietiche) (Fig. 1.20). In realtà, questi Paesi sono caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica e del gas molto bassi, se espressi in euro, a causa del fatto che le corrispondenti valute nazionali sono in larga misura sottovalutate rispetto all'euro. Occorre ricordare, inoltre, che mentre la Danimarca e la Germania sono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Portogallo e il Regno Unito presentano un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5% rispetto alla media europea che è superiore al 20%).

I dati del semestre gennaio-giugno 2008 confermano, anche se in modo più sfumato a causa dei cambiamenti metodologici di rilevazione, l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno a partire da un consumo annuo superiore ai 2.500 kWh. (Fig. 1.21).

TAV. 1.8

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/kWh

kWh/anno	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		>= 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	18,12	26,50	14,10	20,05	12,71	17,79	11,80	16,38	10,95	15,14
Belgio	21,53	27,85	16,63	21,72	15,00	19,72	13,30	17,68	11,81	15,92
Bulgaria	6,19	7,41	6,08	7,31	5,93	7,11	5,88	7,06	5,88	7,06
Cipro	16,51	19,21	15,09	17,57	15,28	17,80	15,33	17,85	15,39	17,92
Danimarca	14,30	29,20	14,30	29,20	12,03	26,35	10,36	23,44	10,36	23,44
Estonia	6,59	8,38	6,52	8,30	6,39	8,14	6,07	7,77	5,15	6,69
Finlandia	16,73	21,49	11,18	14,72	9,15	12,23	7,79	10,58	6,41	8,89
Francia	18,69	23,37	10,81	14,15	9,14	12,13	7,92	10,62	7,36	9,95
Germania	23,49	34,15	14,97	23,89	12,99	21,48	11,76	19,88	11,31	19,07
Grecia	11,18	12,22	8,28	9,06	9,57	10,47	11,39	12,45	12,45	13,60
Irlanda	39,19	44,48	18,39	20,87	15,59	17,69	13,85	15,72	12,09	13,72
<i>Italia^(A)</i>	<i>20,56</i>	<i>26,48</i>	<i>12,44</i>	<i>15,23</i>	<i>15,39</i>	<i>20,79</i>	<i>16,23</i>	<i>22,40</i>	<i>16,85</i>	<i>23,03</i>
Lettonia	8,13	8,54	8,08	8,49	8,02	8,42	7,82	8,21	7,53	7,91
Lituania	7,81	9,22	7,57	8,93	7,29	8,60	6,85	8,08	6,38	7,53
Lussemburgo	19,72	21,75	15,81	17,60	14,21	15,91	13,06	14,69	9,09	10,49
Malta	4,44	4,66	5,90	6,19	9,45	9,93	12,46	13,09	13,50	14,17
Paesi Bassi ^(B)	23,60	n.a.	15,30	13,90	12,70	17,30	12,00	19,70	11,30	18,50
Polonia	13,70	17,57	10,16	13,29	9,65	12,59	8,52	11,14	8,51	11,10
Portogallo	31,81	33,40	16,11	16,91	14,10	14,80	12,64	13,26	11,81	12,40
Regno Unito	15,23	16,00	14,58	15,36	13,94	14,58	12,90	13,55	13,16	13,81
Rep. Ceca	22,22	26,59	16,67	19,96	10,60	12,74	8,69	10,48	7,50	9,05
Romania	8,95	10,73	8,97	10,75	8,85	10,61	8,70	10,43	8,78	10,52
Slovacchia	19,79	23,55	14,05	16,72	11,94	14,21	10,02	11,91	7,91	9,40
Slovenia	14,64	18,58	10,27	12,96	9,11	11,47	8,49	10,66	8,02	10,06
Spagna	24,55	30,09	12,99	15,83	11,24	13,66	10,21	12,41	9,81	11,88
Svezia	20,22	28,70	12,26	18,74	10,85	16,98	9,13	14,85	8,05	13,49
Ungheria	13,33	16,16	13,27	16,08	12,77	15,48	12,71	15,41	13,11	15,89
Croazia	15,96	19,67	8,80	11,00	7,98	9,90	7,43	9,22	7,15	8,80
Norvegia	30,12	39,29	18,40	24,66	11,79	16,39	8,18	11,86	7,08	10,50
Unione europea ^(C)	18,68	23,93	12,97	16,91	12,11	16,33	11,01	15,08	10,66	14,58

(A) Per l'Italia non è disponibile il prezzo Eurostat al netto delle imposte e di altri eventuali oneri. Il dato riportato nella tavola rappresenta pertanto una stima preliminare effettuata dall'Autorità sulla base dei primi dati disponibili.

(B) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato di prezzo al lordo delle imposte.

(C) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, l'Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.