

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Prezzo del greggio

Dopo essere più che raddoppiato, passando da valori attorno ai 70 \$/barile nell'estate del 2007 ai quasi 150 \$/barile del picco registrato a luglio 2008, il prezzo del petrolio è precipitato sotto i 40 \$/barile nel giro di appena 3 mesi con il manifestarsi della crisi economica globale in tutta la sua drammaticità. Per confronto, si noti che l'analogo crollo dei prezzi dal picco massimo del 1981 è avvenuto su un periodo dieci volte più lungo (Fig. 1.1). Il punto di prezzo minimo nell'intero anno è stato raggiunto in dicembre con il WTI a 30,3 \$/barile. Ma anche all'inizio del nuovo anno, la situazione non è significativamente migliorata con il WTI che tornava sotto i 40 \$/barile in varie occasioni nei mesi di gennaio e febbraio. In marzo i prezzi sono tornati prima sopra i

40 \$/barile, intorno ai 50 \$/barile in aprile e successivamente largamente superiori ai 60 \$/barile.

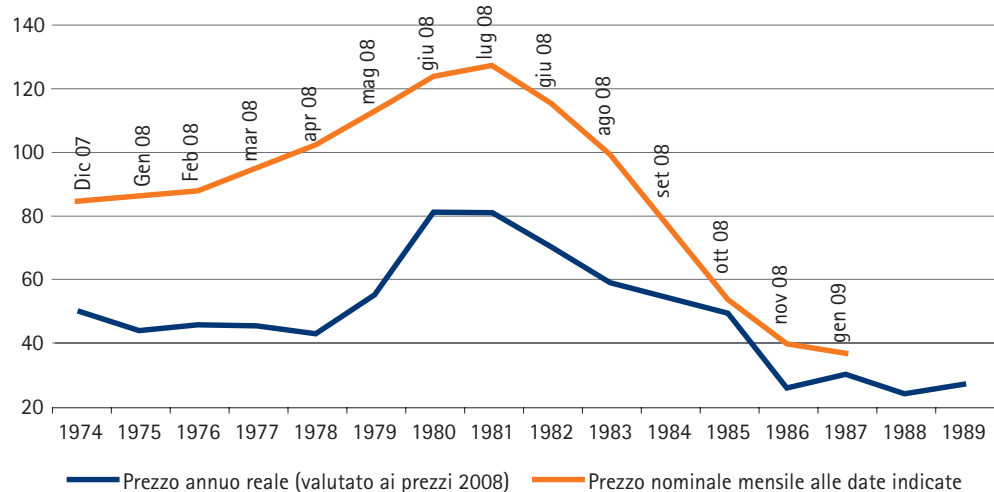
Il grado di anomalia del mercato durante il primo trimestre del 2009 è dimostrato dal differenziale di prezzo tra greggio WTI e Brent, normalmente a favore del primo. Nei primi mesi dell'anno il prezzo del Brent è stato il più delle volte (70% delle giornate di contrattazione) superiore a quello del WTI, staccandolo di 7 \$/barile e oltre in molte occasioni (Fig. 1.2). Tale andamento è da ricollegare all'elevato livello delle scorte di greggio negli Stati Uniti e al forte differenziale nei margini di raffinazione nel mese di febbraio, superiore a 10 \$/barile nel Golfo del Messico rispetto al Nord Europa. Un simile stacco nei margini c'era stato anche nel mese di settembre 2008, ma con le scorte commerciali prossime ai minimi il differenziale è rimasto positivo.

Il sentimento dei mercati rimane molto incerto. Se a partire dal mese di luglio i mercati dei *future* erano subito passati da una prevalenza di acquisti a una prevalenza di posizioni a breve, già nel mese di dicembre si erano mossi in una fascia di prezzo compresa tra i 40 e i 50 \$/barile con valori costan-

temente in contango¹ rispetto alle quotazioni del giorno, dimostrando di credere più al recupero che a un continuo crollo. Ma l'incertezza, se non il perdurante pessimismo, sono confermati dall'abbandono del contango nei primi mesi del 2009.

FIG. 1.1

Dinamica^(A) del crollo del prezzo del petrolio: confronto con il picco degli anni Ottanta
\$/barile



(A) Dati medi annui per il periodo 1974-1989; dati medi mensili per il periodo dicembre 2007 - marzo 2009. I dati riferiti agli anni Ottanta sono rivalutati a prezzi reali del 2008.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

La debolezza dei fondamentali nell'anno in corso, in particolare il forte rallentamento della domanda in presenza di probabili difficoltà da parte dell'OPEC di attuare i tagli produttivi concordati, oltre tutto in presenza di un elevato livello delle scorte, rende difficile un rapido ritorno a quotazioni del greggio ai livelli di inizio 2008; peraltro tali quotazioni già riflettevano un surriscaldamento della situazione avviatasi nei 2 anni precedenti sotto la spinta di un'economia mondiale in forte crescita. A riprova della incertezza in atto sta l'aumento del prezzo verificatosi in aprile e maggio 2009 a fronte del continuo calo dei consumi, non giustificabile in base ai fondamentali della domanda e dell'offerta, che potrebbero preludere a una ripresa della speculazione correlata con il recupero delle Borse.

Influsso dei mercati finanziari

Significativo è anche l'andamento del cambio euro/dollaro. La stretta relazione tra la forza del dollaro e il prezzo del petrolio è evidenziata nella figura 1.3. Il favorevole andamento del cambio euro/dollaro nella prima parte del 2008 ha temperato l'aumento del prezzo del petrolio per i consumatori europei, mentre negli ultimi mesi dell'anno il peggioramento ha invece frenato la discesa dei costi. È impressionante non tanto il parallelismo tra la crescita del prezzo del petrolio e la perdita del valore del dollaro fino al mese di maggio 2008, che rappresenta la risposta alla perdita del potere di acquisto del dollaro dei Paesi produttori, quanto la contemporaneità tra la ripresa

¹ Condizione per cui le consegne differite valgono più di quelle immediate, rappresentando un disincentivo per gli operatori che lucrano dalla differenza tra il costo di stivaggio e il ricavo dei *future*.

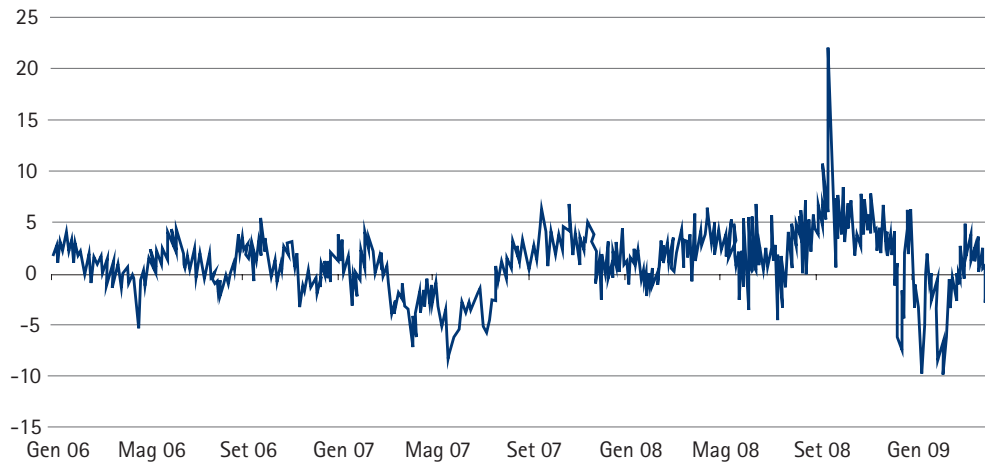


FIG. 1.2

Differenziale del prezzo spot WTI rispetto al Brent
\$/barile

Fonte: Icis Lor per prezzi Brent e DOE, Energy Information Administration per prezzi WTI.

del dollaro rispetto all'euro e il crollo del prezzo del petrolio nel mese di luglio, nonché la sensibilità del prezzo del petrolio ai vari tentativi di rialzo dell'euro in agosto, settembre e ottobre. La forte relazione tuttavia si esaurisce nei mesi successivi e la fiammata del valore dell'euro sul dollaro tra metà dicembre e i primi di gennaio non ha alcun evidente effetto sul prezzo del Brent. In ogni caso, è significativa la corrispondenza tra la lenta ripresa del prezzo del petrolio e il peggioramento del cambio dollaro/euro nei primi mesi del 2009.

L'andamento del prezzo del petrolio nel corso della prima parte del 2008 sottolinea la capacità dei mercati finanziari di amplificare i segnali, anche deboli, provenienti dal lato della doman-

da e dell'offerta. L'effetto dei fondamentali sul prezzo del petrolio è stato amplificato dalla diffusione di strumenti finanziari speculativi, considerando che il 70% (a volte anche il 90%) dei contratti di vendita di petrolio nel mercato dei *future* veniva stipulato non da soggetti imprenditori che operano nel settore, ma da investitori che derivano i loro profitti dallo scambio di barili di carta più volte prima che i barili fisici finiscano sul mercato. I derivati, da elementi utili per la gestione del rischio prezzo, in assenza di un obbligo di consegna fisica della *commodity*, hanno dimostrato di essere soprattutto uno strumento speculativo, con il risultato di aumentare il costo dell'energia. Inoltre, non si deve sottovalutare il contributo

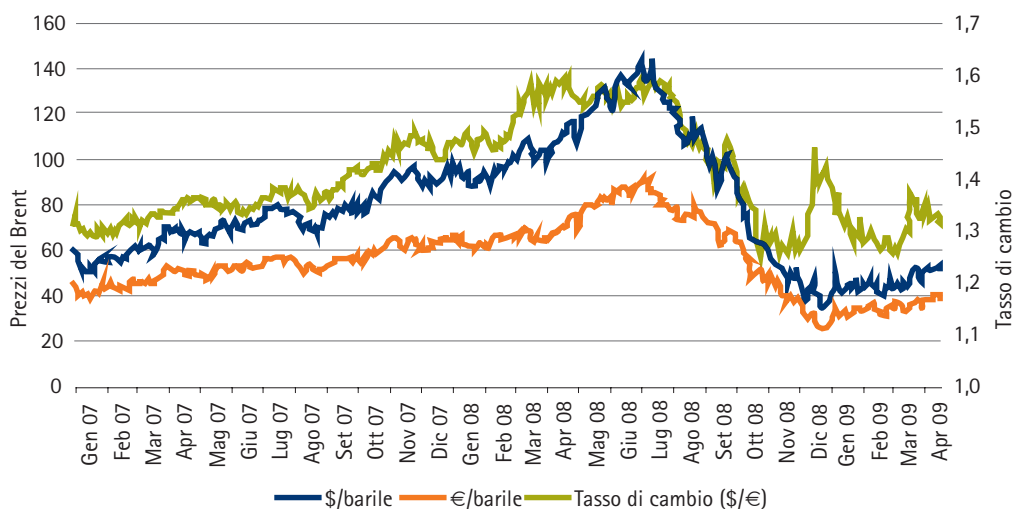


FIG. 1.3

Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro

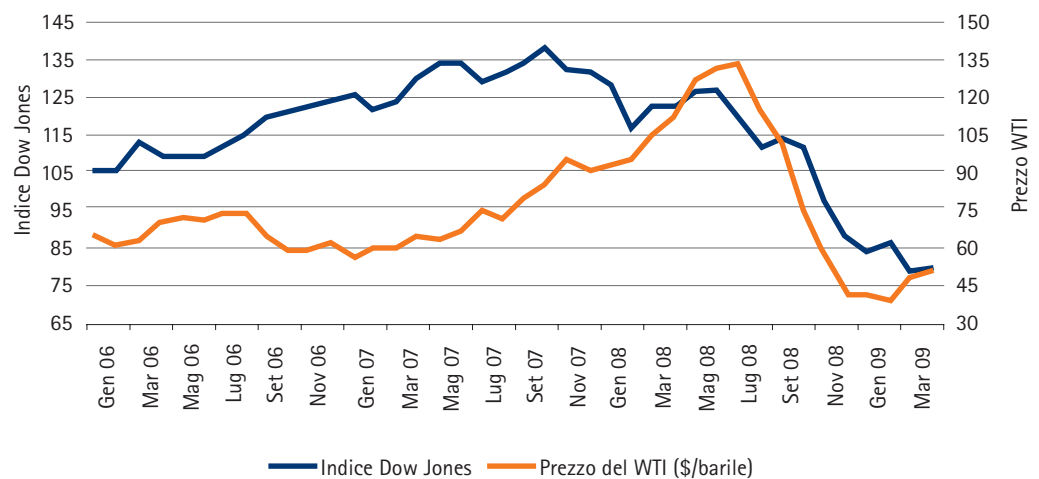
Fonte: Platt's e Banca centrale europea.

della speculazione sui mercati non regolamentati. Il tracollo avvenuto a partire dal mese di luglio 2008 ha messo a nudo il ruolo che ha avuto la speculazione finanziaria in tutto il fenomeno. Un ciclo di così breve durata come quello del prezzo del greggio negli anni 2007 e 2008, caratterizzato da una triplicazione del prezzo in 18 mesi seguita a ruota da

uno sgonfiamento a valori inferiori a quelli di partenza nei successivi 6 mesi, non poteva avere origine nei fondamentali della domanda e dell'offerta, seppure questi agivano da sponda agli aumenti. Il punto di inversione nel mese di luglio è coinciso con l'apprezzamento del dollaro sull'euro e con l'inizio del tracollo delle Borse in tutto il mondo (Fig. 1.4).

FIG. 1.4

Indice Dow Jones e prezzo del greggio



Fonte: Dow Jones e Bloomberg.

Offerta di petrolio OPEC

Le politiche produttive dell'OPEC sembrano non avere sortito significativi effetti sul prezzo del petrolio. Dopo il taglio di 1,5 milioni di barili/giorno in vigore dal 1° novembre, il prezzo del Brent ha perso ulteriore terreno scendendo da valori superiori ai 60 \$/barile sotto i 40 \$/barile nel giro di un mese. L'accordo di Orano, in dicembre, per un ulteriore taglio di 2-2,5 milioni di barili/giorno non ha portato a un significativo aumento del prezzo del petrolio. Anche il taglio di 1,3 milioni di barili/giorno a gennaio 2009 non è riuscito a contrastare l'aumento delle scorte di greggio di 0,7-0,8 milioni di barili/giorno. Nel vertice di marzo, l'OPEC non ha deciso nuovi tagli alla produzione, dichiarando «la volontà di non nuocere alla salute dell'economia mondiale», decisione confermata alla riunione di maggio. Nel complesso, i tagli alla produzione di 4,2 milioni di

barili/giorno decisi dall'OPEC tra ottobre 2008 e gennaio 2009 non sembrano essere stati l'elemento determinante per l'aumento del prezzo del greggio, come se l'offerta non fosse più una variabile di sistema. Eppure, secondo le stime dell'AIE (Agenzia internazionale dell'energia), i Paesi membri stavano rispettando le proprie quote di produzione mediamente all'83%, in confronto a una media storica più prossima al 60%. Nonostante il crollo del prezzo nella seconda metà del 2008, la forte impennata nella prima metà dell'anno ha fatto aumentare le entrate dei Paesi OPEC in modo sproporzionato in confronto agli anni precedenti, valutabili in circa 1.000 miliardi di dollari contro una media di 200 miliardi nel triennio 2000-2003. La situazione per i singoli Paesi aderenti al cartello è comunque molto diversa in termini di popolazione e di condizioni di sviluppo economico e sociale. Mentre l'Arabia Saudita ritiene sufficiente un prezzo di 50-55 \$/barile, l'Iran

mira a prezzi intorno almeno a 70-80 \$/barile e il Venezuela a 110 \$/barile.

L'Arabia Saudita, che rappresenta un terzo della produzione OPEC ed è pertanto in grado di condizionarla, ha sempre dichiarato di essere contraria a prezzi troppo alti del greggio sia perché rischiano di indurre una recessione mondiale duratura, sia perché rendono economiche le fonti rinnovabili di energia, sottraendo spazio al petrolio. Tuttavia, l'attuale pro-

duzione, scesa a 8 milioni di barili/giorno, ha oramai raggiunto un livello che può considerarsi il limite tecnico inferiore dei giacimenti di questo Paese.

Bilancio petrolifero mondiale

La crisi economica e finanziaria non ha risparmiato nessuna area o Paese. Il fabbisogno dei Paesi OCSE, già calante da

TAV. 1.1

Domanda e offerta mondiale di petrolio dal 2004 al 2009
Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DOMANDA						
Paesi OCSE	49,4	49,8	49,6	49,2	47,5	45,9
Nord America	25,4	25,6	25,4	25,5	24,3	23,5
Europa	15,5	15,7	15,7	15,3	15,2	14,7
Pacifico	8,5	8,6	8,5	8,3	8,0	7,7
Paesi non OCSE	33,1	34,2	35,5	36,9	38,2	38,5
Russia e altri Paesi ex URSS	3,9	3,9	4,1	4,1	4,2	4,1
Europa	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
Cina	6,4	6,7	7,2	7,5	7,9	7,9
Resto Asia	8,7	8,8	9,0	9,3	9,4	9,3
America Latina	4,9	5,1	5,3	5,6	5,9	6,0
Medio Oriente	5,7	6,0	6,2	6,5	6,9	7,2
Africa	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2
Totale Mondo	82,5	84,0	85,1	86,0	85,7	84,4
OFFERTA						
Paesi OCSE	21,2	20,3	20,0	19,8	19,3	19,0
Nord America	14,6	14,1	14,2	14,3	13,9	14,0
Europa	6,1	5,6	5,2	5,0	4,7	4,2
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Paesi non OCSE	25,6	27,3	27,9	28,4	28,5	28,7
Russia e altri Paesi ex URSS	11,4	11,8	12,2	12,8	12,8	12,5
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9
Resto Asia	2,7	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7
America Latina	4,1	3,7	3,8	3,9	4,0	4,3
Medio Oriente	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6
Africa	1,9	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6
Altro non OPEC	1,9	2,1	2,4	2,5	2,7	2,9
Miglioramenti di raffinazione	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3
Biocarburanti ^(A)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6
Totale non OPEC	48,8	49,8	50,3	50,7	50,6	50,6
Totale OPEC^(B)	34,6	34,9	35,2	34,9	35,9	33,8
Totale Mondo	83,4	84,7	85,5	85,5	86,5	84,4
Variazione scorte^(C)	0,9	0,7	0,4	-0,5	0,8	0,0

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC il 1° gennaio 2009. Include gas liquidi oltre a greggio. La produzione nel 2009 non è una previsione, ma è calcolata come differenza tra fabbisogno mondiale e produzione non OPEC nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e i derivati del petrolio, il petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e le differenze statistiche.

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

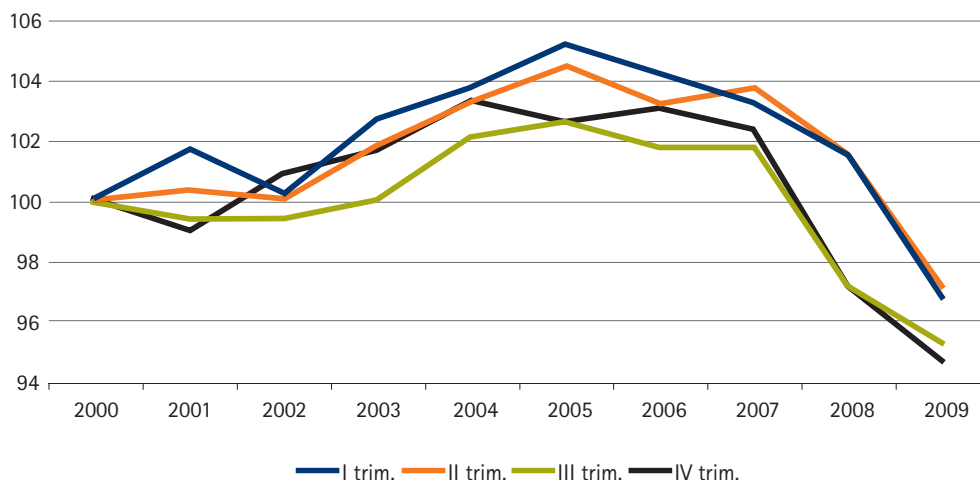
diversi anni, ha accelerato la sua discesa con una riduzione di 2,3 milioni di barili/giorno nel 2008 rispetto al 2005 (Tab. 1.1). L'effetto della crisi sulla domanda di petrolio è meno evidente nei Paesi non OCSE, dove l'aumento dei consumi nel 2008 si è mantenuto in linea con l'andamento storico per l'aggregato nel suo insieme nel periodo 2004-2007, seppure con differenze significative tra le diverse aree componenti. Il rallentamento appare tuttavia evidente a partire dal quarto trimestre con l'appiattimento nella crescita dei consumi rispetto ai precedenti tre periodi (Figg. 1.5 e 1.6).
 Nei Paesi dell'area OCSE la produzione di greggio ha continua-

to a diminuire rispetto agli anni precedenti. Nei Paesi non OCSE l'offerta è aumentata solo marginalmente. La produzione dei Paesi OPEC, a dispetto dei notevoli tagli decisi nella seconda metà del 2008, è invece aumentata significativamente come media per l'anno nel suo complesso: di 1,0 milioni di barili/giorno nel 2008 rispetto al 2007 e di 0,7 milioni di barili/giorno rispetto al 2006. Il forte calo nel fabbisogno dei Paesi OCSE, soprattutto del Nord America (-1,2 milioni di barili/giorno nel 2008) si è pertanto riversato quasi interamente sulle scorte che sono passate da un deficit di 0,5 di barili/giorno a fine 2007 a un surplus di 0,8 milioni di barili/giorno a fine 2008.

FIG. 1.5

Effetto della recessione sulla domanda trimestrale di petrolio nei Paesi OCSE

Domanda di petrolio espressa in numeri indice 2000=100

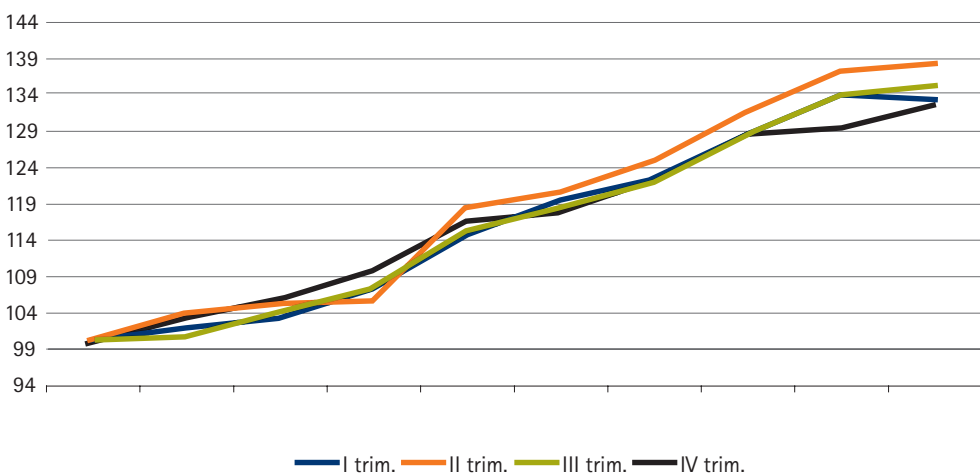


Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Oil Market Report*.

FIG. 1.6

Effetto della recessione sulla domanda trimestrale di petrolio nei Paesi non OCSE

Domanda di petrolio espressa in numeri indice 2000=100



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

Andamento dell'economia mondiale e fabbisogno di petrolio nel 2009

Ha alquanto sorpreso la lentezza con cui le istituzioni internazionali si sono rese conto della gravità della situazione dell'economia mondiale, dopo che in aprile 2008 la *Federal Reserve* aveva ammesso che l'economia statunitense avrebbe potuto entrare in recessione. Il resto dell'anno ha visto un susseguirsi di previsioni calanti sull'andamento del PIL mondiale nel 2008, prefiguranti la possibilità di una recessione

insolitamente severa e di lunga durata (Fig. 1.7). La crisi, dominata dalla drastica battuta d'arresto subita dalla crescita dei Paesi industriali (Stati Uniti, Unione europea e Giappone), non ha risparmiato le economie emergenti il cui tasso di sviluppo non ha superato il 4,5% nel 2008 rispetto all'8% nel 2007. In un mondo globalizzato, la cui crescita economica dipende in via fondamentale dal commercio estero, non era del resto prevedibile che le economie emergenti potessero continuare a crescere mentre i Paesi avanzati subivano un consistente calo.

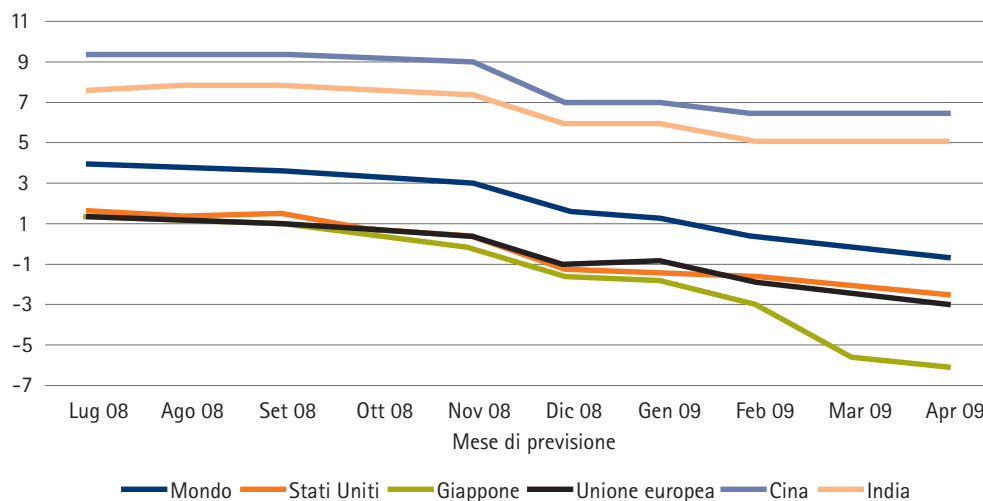


FIG. 1.7

Previsioni sull'andamento del PIL a livello mondiale nel 2009

Previsioni del tasso di crescita percentuale

Fonte: Fondo monetario internazionale.

Le previsioni per il 2009, ancora abbastanza ottimistiche fino alla fine del 2008, sono precipitate nei primi mesi del 2009 con la certezza di un crollo dell'economia mondiale a tassi sempre più negativi. Dal 4% a livello globale pronosticato nel luglio del 2008 e dal 2% in dicembre, si è giunti a 0,5% in febbraio 2009 e a -0,8% in aprile. Tra le grandi aree si salvano solo Cina e India, che tuttavia accusano un forte calo rispetto all'andamento storico. Peraltro, le variazioni trimestrali del PIL cinese rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente sono calate costantemente da un massimo di 11,5% nel secondo trimestre del 2007 a poco più del 6% nel secondo trimestre del 2009. Ancora peggiore è il deterioramento dell'economia indiana.

Le prospettive di un rapido recupero della domanda petrolifera appaiono allontanarsi nel tempo anche secondo le ultime indicazioni dell'AIE che sta costantemente rivedendo al ribasso le sue proiezioni. L'AIE ha ridotto di mese in mese, per 8 mesi consecutivi, le sue previsioni di domanda per il 2009 e ha ormai definitivamente abbandonato l'ipotesi di un rimbalzo dei consumi nella seconda metà del 2009. Le previsioni di marzo dell'AIE attendono per il 2009 nel suo complesso una contrazione dei consumi mondiali di 1,3 milioni di barili/giorno attestando la domanda mondiale a 84,4 milioni di barili/giorno con un calo di 400.000 barili/giorno rispetto alle previsioni pubblicate in febbraio (Tav. 1.1). Negli Stati Uniti la crisi dell'economia determinerebbe una contrazione dei consu-

mi di 19 milioni di barili/giorno, un livello simile a quello raggiunto nel 1998. Perfino la Cina avrebbe una crescita della domanda di petrolio inferiore all'1% a fronte del 4% verificatosi nel 2008.

Capacità dell'offerta

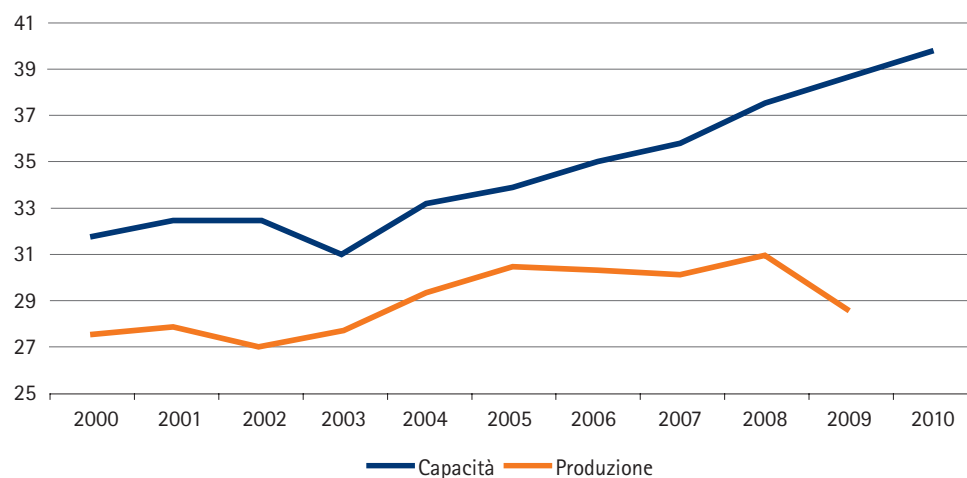
La capacità produttiva del sistema petrolifero mondiale è attualmente superiore di 90 milioni di barili/giorno rispetto a una domanda che, nel 2009, difficilmente potrà superare gli 84-85 milioni di barili/giorno. L'OPEC stima la propria capaci-

tà produttiva in circa 39 milioni di barili/giorno, escludendo i gas liquidi ma includendo l'Iraq, mentre la richiesta di greggio OPEC (*call on OPEC*) nel 2009 è stimata dall'AIE in non più di 29-30 milioni di barili/giorno. Pertanto, rispetto al primo trimestre del 2008, quando si temevano imminenti problemi di copertura della domanda con l'offerta disponibile, la capacità produttiva nel primo trimestre del 2009 si presenta come ampiamente sufficiente (Fig. 1.8). Il problema, semmai, è come riattivare un livello di offerta adeguato a soddisfare la domanda, una volta che il fabbisogno riprenderà a crescere a ritmi sostenuti.

FIG. 1.8

Capacità produttiva OPEC dal 2000 al 2010

Milioni di barili/giorno



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, aprile 2009.

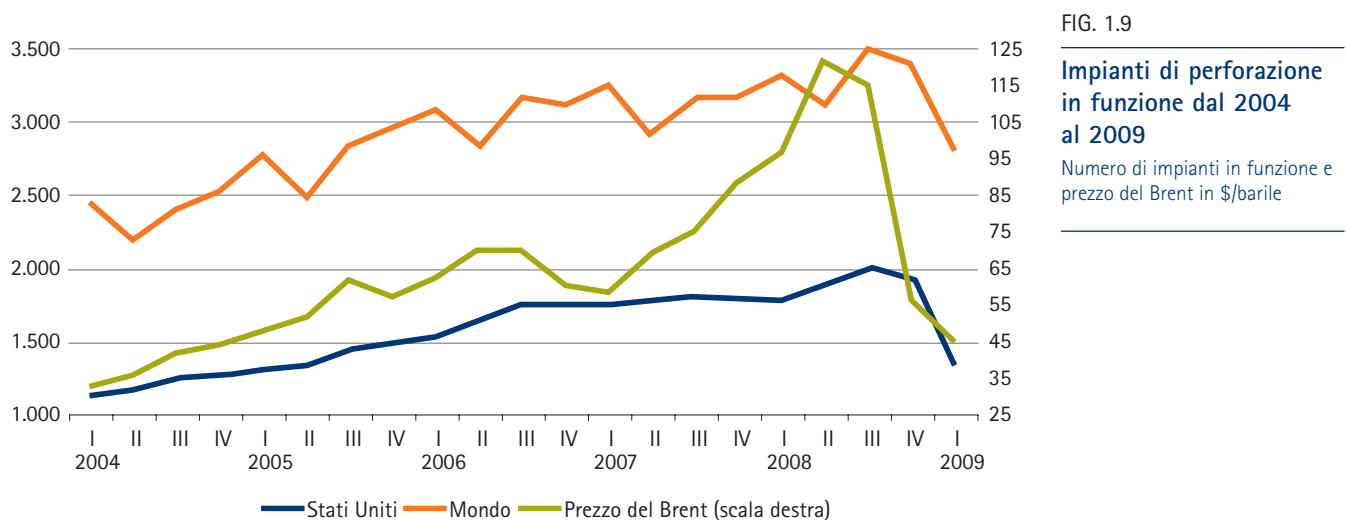
Investimenti

Se nel breve periodo il basso prezzo del petrolio sembra favorire i consumatori, nel più lungo periodo non può che aggravare l'equilibrio tra domanda e offerta per via della scarsità di investimenti in nuova capacità produttiva. Il problema investe l'intera filiera, inclusi gli investimenti nelle sabbie bituminose che agli attuali prezzi del greggio non sono più convenienti e la cui ripresa difficilmente potrà essere riavviata prima del 2013.

Il crollo del prezzo ha avuto un effetto immediato sul numero di impianti di trivellazione in funzione, che è un indicatore primario degli investimenti nell'*upstream* petrolifero. Il numero di

impianti in azione è aumentato costantemente con la crescita del prezzo del greggio negli ultimi anni, soprattutto negli Stati Uniti dove è quasi raddoppiato da 1.119 nel primo trimestre del 2004 a 1.978 nel terzo trimestre del 2008, per poi scendere rapidamente nel quarto trimestre e, soprattutto, nel primo trimestre del 2009 (Fig. 1.9). La figura evidenzia una risposta al calo del prezzo del greggio assai più veloce che non nella fase di aumento, dove l'incertezza nella valutazione del rischio di investimento gioca un ruolo determinante.

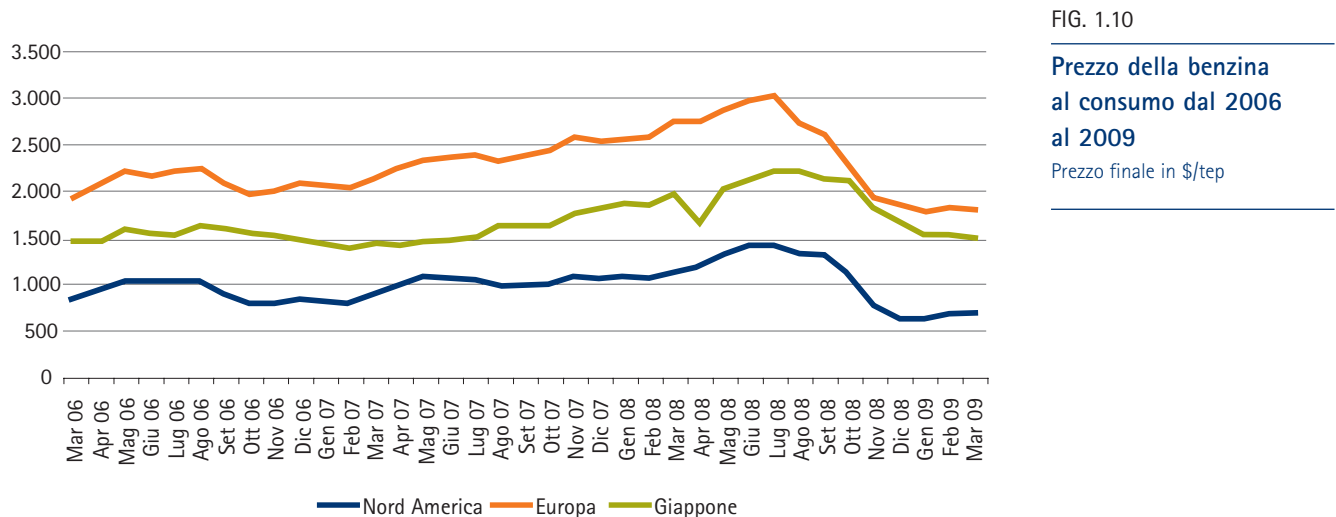
L'AIE valuta un calo della spesa in esplorazione e sviluppo del 20% nel 2009, un raddoppio rispetto alla precedente previsione di fine 2008. Il ridimensionamento degli investimenti condur-



Fonte: Baker Hughes International.

rebbe a una perdita produttiva di 2,5 milioni di barili/giorno già nel 2009 e di 3 milioni nel 2010, soprattutto nei Paesi non OPEC, dove è prevista una diminuzione di almeno un milione di barili/giorno. Ritardi nei progetti di sviluppo dell'*upstream* si riflettono anche sui progetti di investimento in nuove raffinerie. La nuova capacità produttiva che, secondo le previsioni, dovrebbe entrare in esercizio nel prossimo quinquennio (prevalentemente in Medio Oriente, Cina e altri Paesi asiatici) ammonta a circa 8 milioni di barili/giorno, ma tre quarti di essa sono consi-

derati a rischio e non saranno disponibili quando serviranno, se non si riprende in tempi brevi la domanda di distillati. È significativo il fatto che i prezzi del petrolio nei contratti *future* a più lungo termine (da 2 a 5 anni e oltre) tendono a un forte rialzo verso gli 80 \$/barile (per esempio, il WTI per consegna a dicembre 2015). La forza dei contratti *forward* riflette la preoccupazione che, una volta superata la crisi del credito e riavviata l'economia mondiale, l'offerta non sarà più in grado di soddisfare la domanda se non a prezzi molto più elevati.



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Prezzi dei prodotti raffinati

Le quotazioni internazionali dei prodotti raffinati hanno seguito l'andamento del prezzo del greggio senza ritardi significativi ma con notevoli diversità a seconda del distillato e dell'area. Le differenze (vedi Fig. 1.10 che riporta, a titolo di esempio, il prezzo della benzina) sono dovute soprattutto alla diversa fiscalità praticata nelle tre aree OCSE, molto meno al prezzo del greggio e ai margini di raffinazione. È tuttavia sorprendente la somiglianza del profilo del prezzo relativo dei prodotti tra

le tre aree con scarti rispetto alla media del mese generalmente inferiori al 57%. I rapporti tra il picco di luglio 2008 e il prezzo a marzo 2006 sono tuttavia molto differenti per i prodotti in relazione alla diversa domanda e offerta: 1,6 per la benzina; 1,7 per il gasolio motori; 1,9 per il gasolio riscaldamento; 2,1 per l'olio combustibile. I profili temporali sono stati influenzati anche dalle diverse politiche fiscali praticate nelle tre aree considerate, come si evince dalla tavola 1.2 che confronta la componente fiscale nel prezzo finale ad aprile 2008 con quella nel prezzo finale a marzo 2009.

TAV. 1.2

Incidenza percentuale della componente fiscale sul prezzo al consumo dei prodotti petroliferi tra aprile 2008 e marzo 2009

PRODOTTI	APRILE 2008	MARZO 2009	MEDIA	AUMENTO (%)
Benzina				
Nord America	19,9	28,1	23,1	41,3
Europa	58,1	67,4	61,3	16,0
Giappone	28,3	54,6	43,0	92,9
Gasolio motori				
Nord America	16,2	26,2	18,8	62,0
Europa	40,4	52,9	43,2	31,0
Giappone	18,6	37,4	29,0	100,7
Gasolio riscaldamento				
Nord America	8,2	9,2	8,3	12,4
Europa	28,1	35,1	29,6	24,8
Giappone	6,8	7,9	7,0	16,4
Olio combustibile				
Nord America	0,0	0,0	0,0	-
Europa	5,6	8,7	6,3	54,4
Giappone	4,8	4,8	4,8	0,0

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Utilizzo delle raffinerie e margine di raffinazione

Il calo nell'utilizzo della capacità di raffinazione che si protrae nei Paesi OCSE ormai da diversi anni, almeno come tendenza di lungo termine, è continuato anche nel 2008 sebbene con alti e bassi in relazione all'andamento del prezzo del petrolio, delle scorte e dei margini di raffinazione. Da valori attorno al 90% a fine 2005, il tasso di utilizzo è via via calato a valori inferiori all'85% nei primi mesi del 2009 con forti oscillazioni mensili soprattutto nelle raffinerie giapponesi, ma anche in quelle statunitensi (Fig. 1.11). Tale andamento non stupisce più di tanto considerando il ristagno dei consumi di prodotti

petroliferi dei Paesi OCSE negli ultimi 5 anni.

Le scorte di greggio nel 2008 sono state quasi sempre inferiori alla media degli anni dal 2005 al 2007 in tutte e tre le aree OCSE. A esclusione del Giappone, anche le scorte di prodotti sono rimaste inferiori o prossime alla media dei precedenti 3 anni. Le scorte sia di greggio sia di prodotti sono invece partite in rialzo nel 2009. Particolarmente negli Stati Uniti, il calo della domanda di prodotti ha contribuito a gonfiare le scorte commerciali oltre i massimi livelli storici, soprattutto quelle di greggio, ma anche quelle di benzina e di altri distillati. All'aumento delle scorte hanno contribuito pure le importazioni di benzina e di altri prodotti dall'area europea.

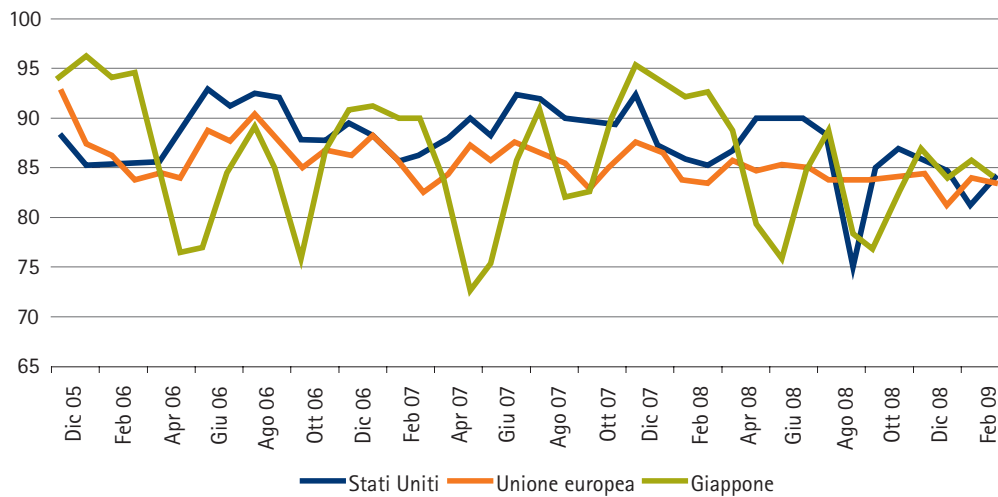


FIG. 1.11

Tassi di utilizzo della capacità di raffinazione dal 2006 al 2009

Valori percentuali

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

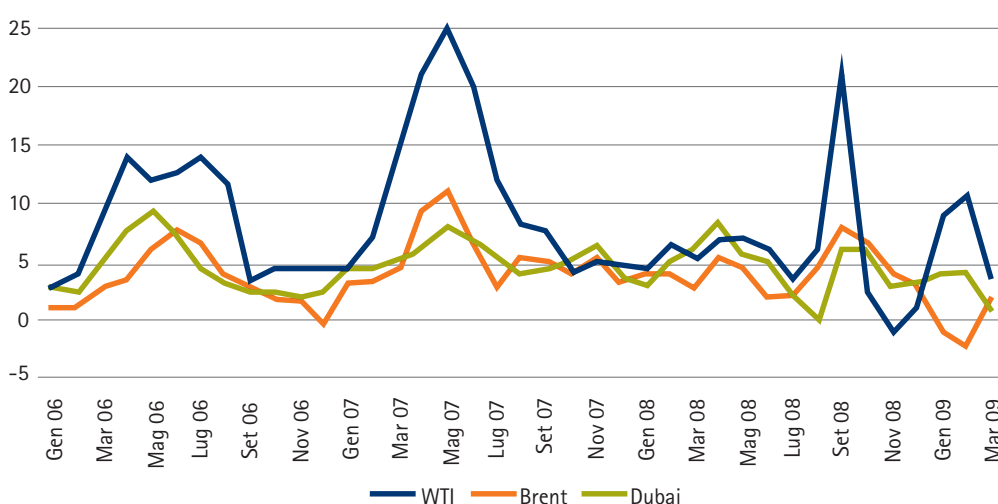


FIG. 1.12

Margini di raffinazione nelle aree OCSE nel 2008 e nel 2009

\$/barile

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) Includere le importazioni attraverso le frontiere interne alle aree OCSE.

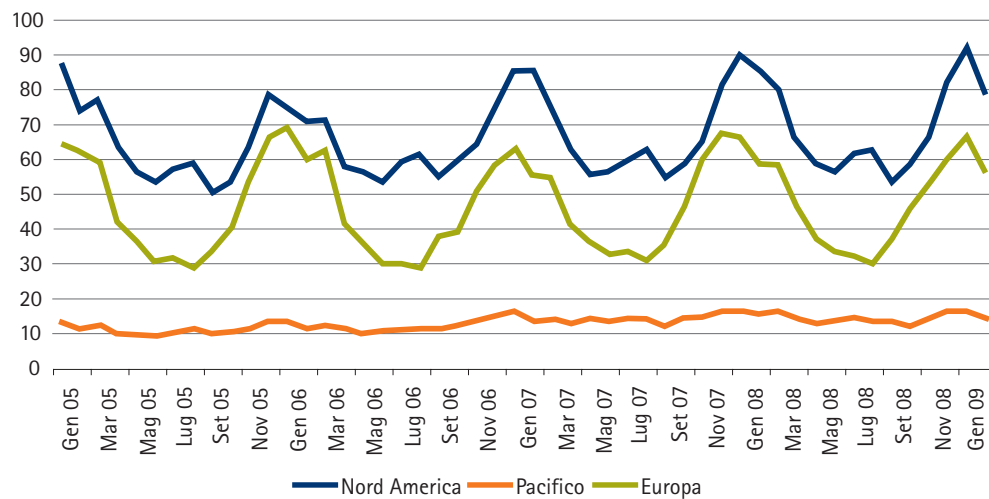
Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey*.

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			ANNO 2008	ANNO 2030		
	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	USI CIVILI E ALTRO(A)		TOTALE	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 €/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.

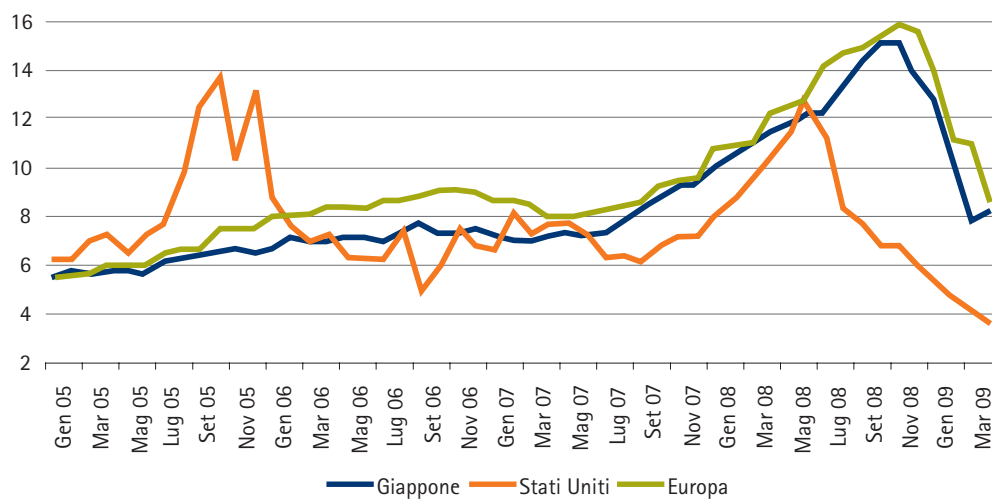


FIG. 1.14

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.

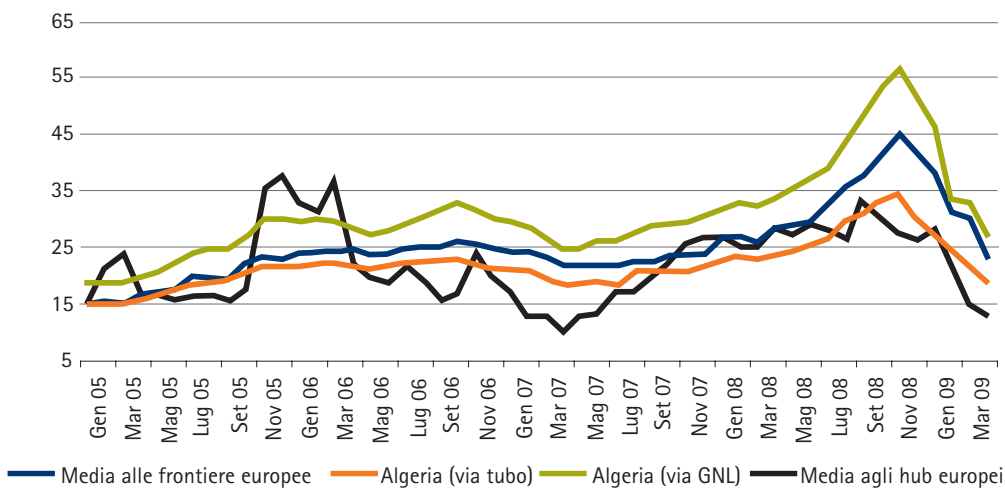


FIG. 1.15

Prezzo del gas naturale
sul mercato europeo
€/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.

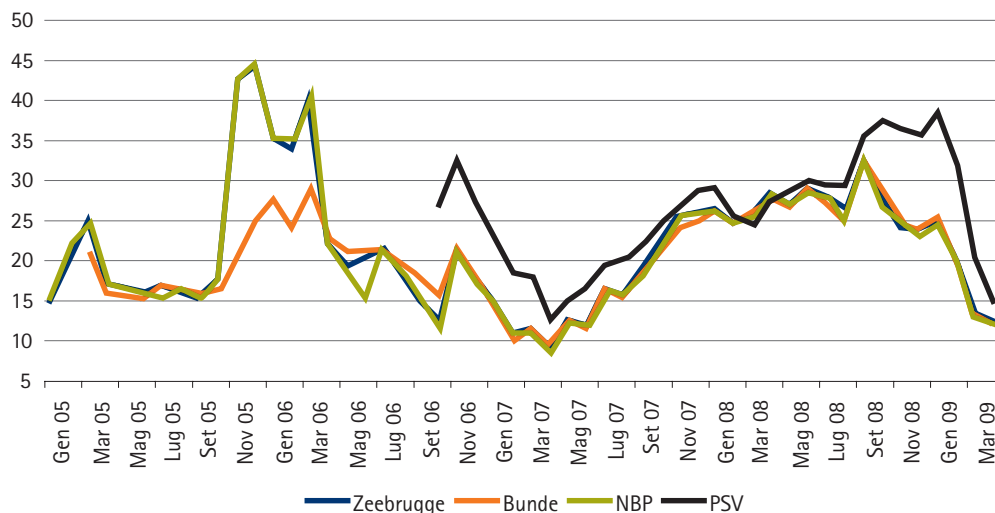
A questo riguardo è il caso di segnalare la maggiore sensibilità degli *hub* del Nord Europa alle interruzioni dell'analoga crisi dell'inverno 2006. In quell'anno ha giocato un ruolo centrale l'inverno molto più freddo rispetto a quello del 2008 con effetti sugli approvvigionamenti che in molti Paesi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

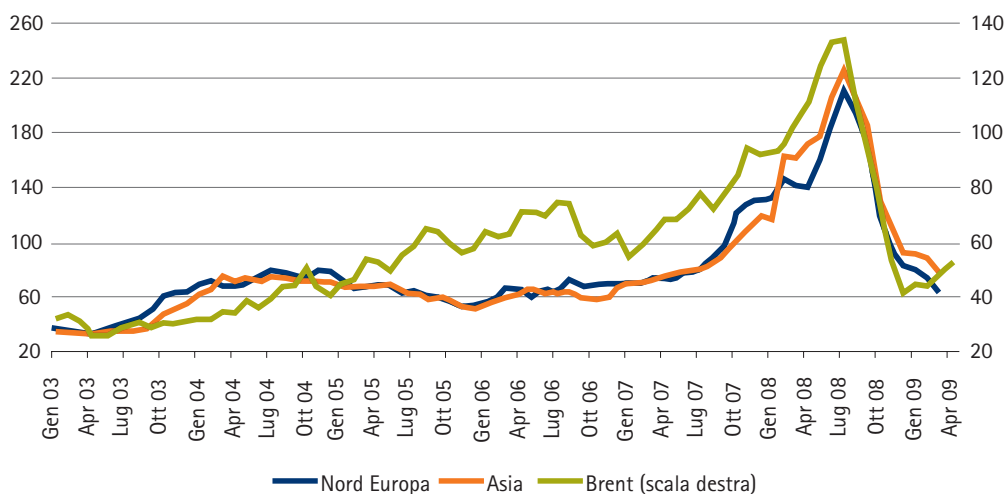


FIG. 1.17

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								TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	
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-

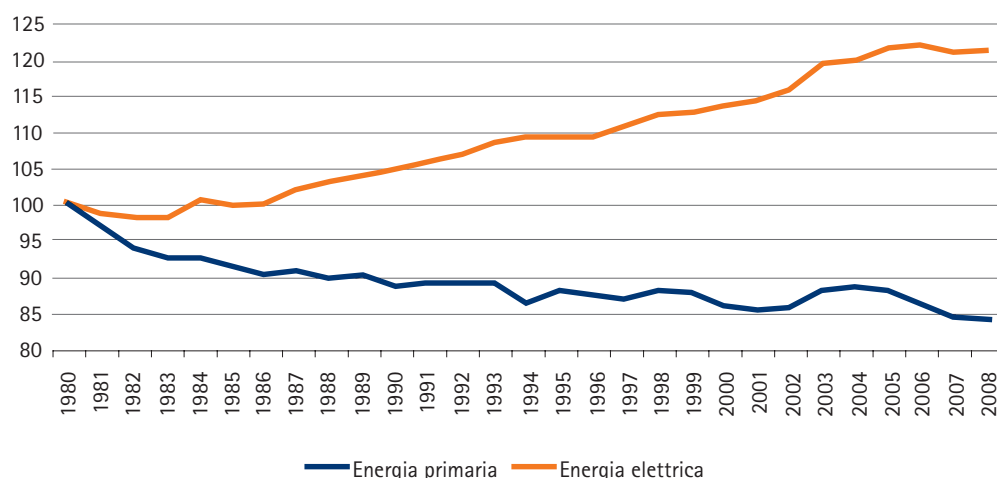
so. In parallelo, si rileva comunque che il rapporto tra energia elettrica e PIL continua a crescere, seppure in modo non continuo. Nel 2008, la caduta del fabbisogno elettrico è stata inferiore a quella del PIL (-0,7% contro -1,0%), in modo che il rapporto è marginalmente cresciuto (Fig. 1.18).

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 ELETRICA ^(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, eolico), 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%.

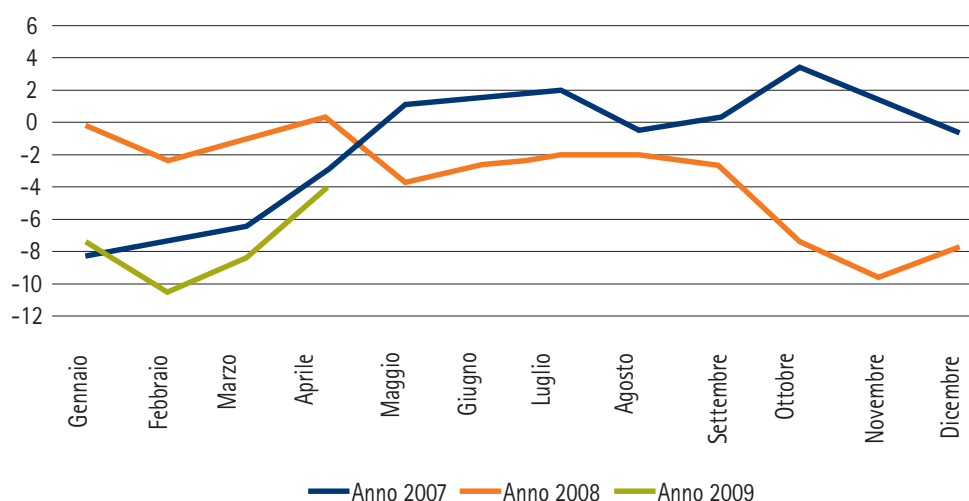


FIG. 1.19

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 secondo 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; ¢€/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.

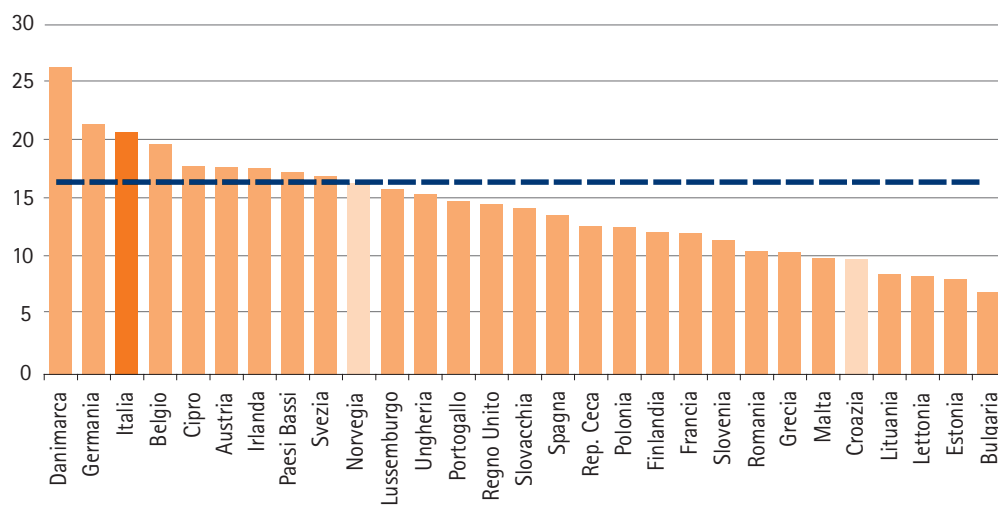


FIG. 1.20

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh; gennaio-giugno 2008^(A); c€/kWh

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea (aggregato di 27 Paesi), calcolato da Eurostat. Nella figura sono anche rappresentati i prezzi di due Paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

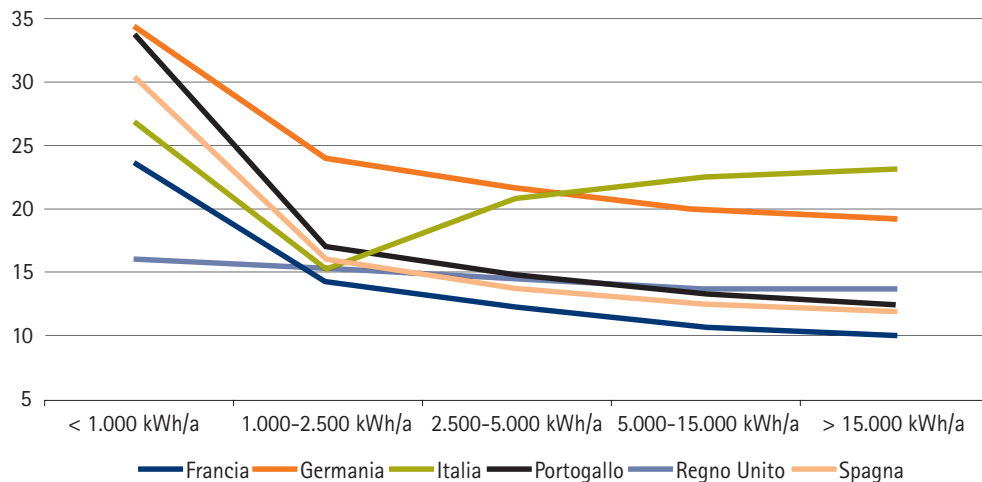


FIG. 1.21

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Durante il semestre gennaio-giugno 2008, le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, sia al lordo sia al netto delle imposte, più elevati rispetto alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti superiori al 25%. Anche i

prezzi lordi pagati dalle imprese danesi, greche, irlandesi e tedesche si collocano su livelli superiori alla media europea con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh annui, una delle classi più rappresentative per il mercato italiano. Occorre sottolineare, tuttavia, che la Danimarca, la Germania e l'Italia presentano anche livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati.

TAV. 1.9

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

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

MWh/anno	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	10,78	14,83	10,74	14,76	8,97	12,76	7,68	11,11	6,91	10,11	6,12	9,16
Belgio	15,50	20,31	13,03	17,06	9,88	12,93	8,56	11,30	7,27	9,75	6,66	8,77
Bulgaria	6,80	8,23	6,34	7,67	5,57	6,75	4,91	5,93	4,04	4,91	3,48	4,24
Cipro	16,29	18,96	16,33	19,00	14,05	16,38	12,95	15,12	11,96	13,97	12,01	14,03
Danimarca	10,36	24,10	8,61	22,08	7,85	21,13	7,83	21,11	7,34	20,49	7,34	20,49
Estonia	6,57	8,36	5,50	7,09	5,14	6,69	4,32	5,71	3,53	4,67	3,36	4,45
Finlandia	7,44	9,39	6,94	8,78	6,14	7,81	5,84	7,44	5,02	6,44	4,86	6,25
Francia	9,01	11,89	7,47	9,86	5,90	7,65	5,22	6,86	5,36	7,38	5,02	6,98
Germania	15,25	22,95	11,15	16,58	9,29	14,10	8,39	12,86	7,91	12,17	7,76	11,55
Grecia	12,83	14,02	16,79	18,33	16,90	18,46	10,36	11,32	6,66	7,29	6,53	7,16
Irlanda	14,77	16,76	13,90	15,76	13,02	14,89	12,01	13,17	11,91	13,26	n.d.	n.d.
<i>Italia^(A)</i>	<i>16,34</i>	<i>23,87</i>	<i>12,90</i>	<i>17,92</i>	<i>11,56</i>	<i>15,84</i>	<i>10,64</i>	<i>14,31</i>	<i>10,14</i>	<i>13,29</i>	<i>9,70</i>	<i>12,22</i>
Lettonia	8,89	10,49	7,65	9,03	6,60	7,79	5,85	6,91	5,20	6,14	5,19	6,13
Lituania	10,18	12,01	9,43	11,13	8,29	9,78	7,01	8,27	6,68	7,88	6,30	7,44
Lussemburgo	15,54	16,81	11,04	12,04	9,99	10,93	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Malta	13,07	13,72	12,90	13,54	12,21	12,82	9,18	9,63	5,81	6,10	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	15,30	22,10	10,10	16,00	8,60	11,80	8,60	11,40	7,50	9,60	8,50	10,80
Polonia	13,09	16,90	9,66	12,61	8,14	10,75	7,68	10,18	6,69	9,02	6,11	8,15
Portogallo	15,02	15,77	10,86	11,40	8,95	9,39	8,07	8,47	6,81	7,15	6,05	6,35
Regno Unito	12,66	15,32	10,67	13,09	9,37	11,47	8,44	10,34	8,30	10,03	8,57	10,34
Rep. Ceca	16,35	19,61	13,06	15,64	10,95	13,18	9,13	10,99	8,10	9,76	8,25	9,96
Romania	10,81	12,90	10,00	11,93	8,86	10,57	7,83	9,33	6,99	8,33	6,17	7,34
Slovacchia	17,22	20,47	14,24	16,94	11,97	14,24	10,83	12,87	9,68	11,51	8,81	10,49
Slovenia	13,74	16,94	12,00	14,77	9,04	11,18	7,42	9,21	6,19	7,74	6,24	7,74
Spagna	13,05	15,92	11,12	13,50	9,15	11,08	7,99	9,68	6,82	8,25	5,68	6,88
Svezia	11,07	11,12	7,92	7,98	6,88	6,93	6,14	6,20	5,49	5,55	5,55	5,60
Ungheria	14,63	17,84	13,29	16,23	11,19	13,71	9,76	11,99	8,65	10,66	7,58	9,37
Croazia	9,35	11,55	7,84	9,63	7,43	9,22	6,05	7,56	5,23	6,46	3,99	5,09
Norvegia	7,37	10,87	6,63	9,95	6,52	9,80	5,25	8,20	3,95	6,59	2,25	4,45
Unione europea^(B)	13,17	17,73	10,50	14,09	9,00	11,98	8,09	10,75	7,11	9,48	6,85	9,09

(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) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali 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.

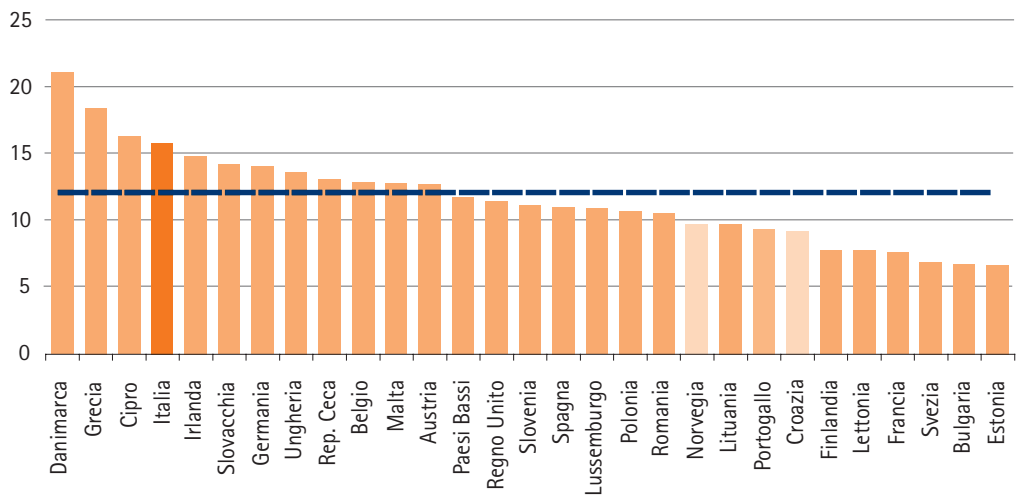


FIG. 1.22
Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
 Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh; gennaio-giugno 2008^(A); c€/kWh

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali (aggregato di 27 Paesi), calcolato da Eurostat. Nella figura sono anche rappresentati i prezzi di due Paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.23 mette in evidenza l'elevato livello dei prezzi italiani pagati dalle imprese rispetto ai prezzi prevalenti nei principali Paesi europei. In particolare, mentre gli sco-

stamenti rispetto ai prezzi tedeschi sono abbastanza contenuti, il divario con i prezzi francesi è particolarmente elevato.

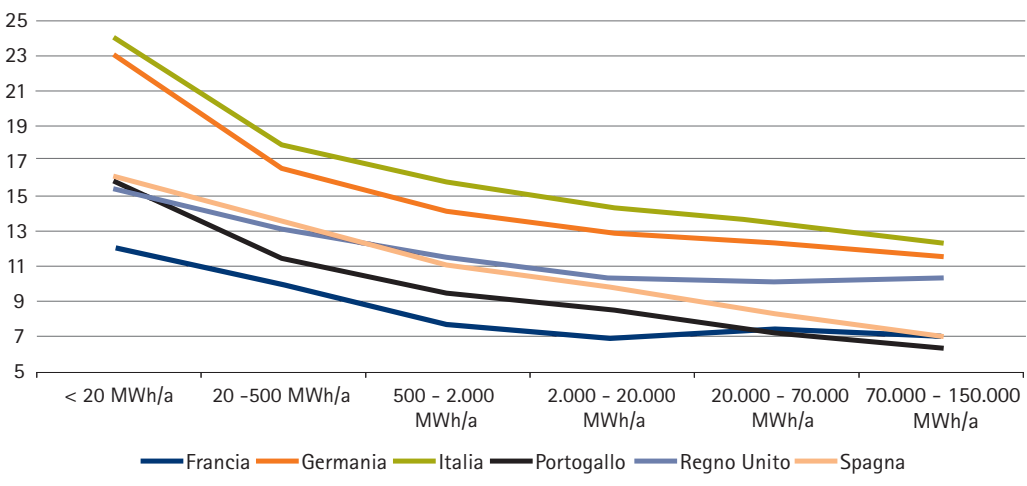


FIG. 1.23
Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
 Prezzi al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel primo semestre 2008 il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli inferiori a quelli medi europei, sia al lordo sia al netto delle imposte, per la classe più bassa di consumo (cottura cibi e riscaldamento

di acqua sanitaria, consumi annui inferiori a 525 m³), mentre, per le classi più alte (utilizzo del gas anche per il riscaldamento), il prezzo è stato in linea con quello medio europeo, se calcolato al netto delle imposte, e superiore, se calcolato al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 15%) (Tav. 1.10). Si ricorda che in Italia circa il 23%

TAV. 1.10

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; €/m³

m ³ /anno	< 525,36		525,36-5.253,60		≥ 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	76,82	109,22	63,99	87,52	52,04	74,20
Belgio	73,85	90,91	49,53	61,90	46,56	57,98
Bulgaria	28,54	34,24	31,22	37,49	31,67	38,00
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Estonia	34,05	41,47	28,13	35,40	28,28	35,30
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	84,13	95,78	46,79	55,05	42,33	50,29
Germania	74,73	99,82	50,71	67,80	46,03	62,24
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	63,80	72,41	50,59	57,45	48,27	54,82
Italia	53,10	70,60	45,80	66,50	40,60	67,20
Lettonia	33,35	35,10	31,50	33,14	31,39	32,97
Lituania	45,68	53,90	29,51	34,82	28,75	33,92
Lussemburgo	60,19	63,77	60,19	63,77	44,08	46,71
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	69,56	102,79	45,72	73,74	43,51	70,63
Polonia	48,00	58,55	36,08	44,02	33,93	41,39
Portogallo	81,65	85,73	62,96	66,11	56,56	59,38
Regno Unito	44,65	46,88	39,84	41,83	39,19	41,15
Rep. Ceca	58,39	69,48	39,03	46,45	39,07	46,49
Romania	22,63	35,20	22,65	35,07	22,67	34,69
Slovacchia	82,63	98,33	38,03	45,26	35,57	42,32
Slovenia	56,99	71,99	46,22	59,05	42,94	55,12
Spagna	64,49	74,81	52,45	60,84	43,68	50,67
Svezia	69,19	117,18	56,24	100,98	53,56	97,61
Ungheria	36,27	43,53	35,65	42,78	35,19	42,23
Croazia	22,50	28,90	22,50	28,90	22,50	28,90
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea (A)	61,40	77,43	44,59	57,67	41,29	54,78

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 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.

delle famiglie appartiene alla fascia più bassa di consumo (utilizzo gas solo per cottura cibi e produzione di acqua calda) e paga il gas, in larga misura, sulla base delle condizioni economiche determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Tra i Paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 e 5.254 m³), figura-

no anche la Svezia, l'Austria, i Paesi Bassi, la Germania e il Portogallo. Per la Svezia, i Paesi Bassi, l'Austria e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate (Fig. 1.24).

Nel confronto con i principali Paesi europei i prezzi italiani netti risultano comunque inferiori, per tutte le classi di consumo domestico, a quelli di Francia, Germania, Spagna e Portogallo (Fig. 1.25).

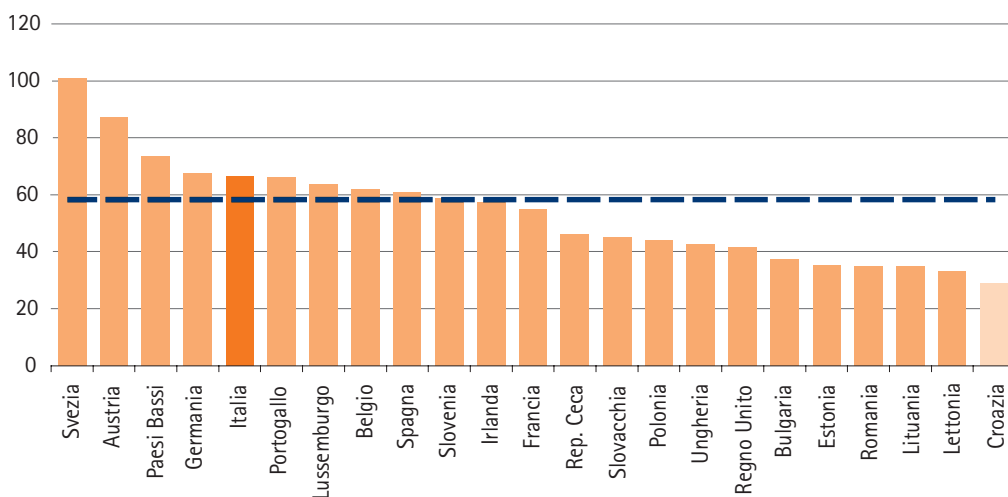


FIG. 1.24

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³; gennaio-giugno 2008^(A); c€/m³

(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea (aggregato di soli 22 Paesi per indisponibilità/irrelevanza dei dati relativi a Cipro, Danimarca, Finlandia, Grecia e Malta). Nella figura è rappresentato anche il prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

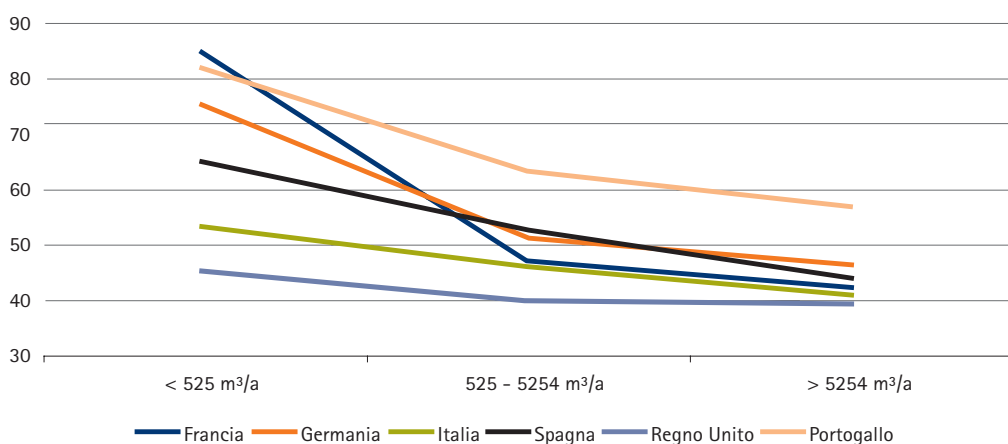


FIG. 1.25

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Con riferimento al periodo gennaio-giugno 2008, sia i prezzi lordi sia i prezzi netti pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli abbastanza prossimi alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti positivi o negativi intorno al 5%.

Svezia e Germania, penalizzate dagli alti livelli di tassazione, hanno prezzi lordi superiori alla media europea con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 milioni di metri cubi

annui, mentre Irlanda, Regno Unito, Spagna e Portogallo si collocano sui livelli più bassi insieme ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (Fig. 1.26).

Appare infine di particolare interesse il confronto con i Paesi (per esempio, la Spagna) dove la liberalizzazione si è configurata in maniera paragonabile a quella italiana e con i quali le nostre imprese esportatrici sono più direttamente in competizione (almeno per quanto attiene il comparto che fa un uso assai significativo di gas). In questo confronto, i prezzi italiani, al netto delle imposte, si sono attestati su livelli più alti, anche con scostamenti di oltre il 20%.

TAV. 1.11

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; gennaio-giugno 2008; €/m³

k(m ³)/anno	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	48,16	59,81	40,62	50,37	34,19	42,10	32,93	40,01	33,54	40,73
Bulgaria	23,77	28,54	22,97	27,56	21,76	26,10	20,57	24,70	20,26	24,31
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Estonia	28,16	34,73	28,09	34,26	25,80	31,32	23,49	28,63	23,28	28,06
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	28,17	36,93	26,65	34,64	24,74	32,36
Francia	41,50	49,30	37,95	45,38	34,38	41,57	30,15	36,28	29,92	34,95
Germania	49,19	63,61	46,71	60,64	42,94	56,19	35,29	47,05	29,62	40,32
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	47,36	53,72	41,42	46,98	42,07	47,51	30,65	33,35	n.d.	n.d.
Italia	38,60	50,60	38,80	48,00	33,40	39,10	31,50	34,90	31,10	34,20
Lettonia	31,23	36,90	31,07	36,68	30,08	35,53	29,65	35,04	27,09	31,99
Lituania	33,85	39,95	33,49	39,52	33,45	39,47	30,77	36,31	27,66	32,63
Lussemburgo	44,08	46,71	43,02	45,57	43,02	45,57	37,31	39,55	n.d.	n.d.
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	42,58	69,46	35,69	60,41	30,93	43,55	29,91	37,52	29,73	36,55
Polonia	36,60	44,66	34,75	42,40	31,84	38,85	28,27	34,50	26,05	31,78
Portogallo	55,53	58,31	42,18	44,29	33,08	34,74	25,10	26,36	24,07	25,27
Regno Unito	40,04	48,49	32,18	39,69	27,76	34,54	26,58	32,57	25,64	30,61
Rep. Ceca	37,56	46,23	34,28	42,33	32,50	40,20	30,04	37,28	29,35	36,45
Romania	22,56	34,86	22,61	34,27	23,73	35,29	22,06	30,59	20,31	27,71
Slovacchia	40,06	47,67	35,93	42,76	35,32	42,03	32,74	38,96	31,53	37,52
Slovenia	43,36	55,62	41,08	52,88	35,52	46,22	32,02	42,03	n.d.	n.d.
Spagna	35,02	40,62	30,58	35,48	29,09	33,74	27,17	31,52	25,14	29,16
Svezia	60,83	84,94	53,68	76,01	47,55	68,34	42,63	62,25	44,30	64,32
Ungheria	45,44	55,88	40,49	49,96	35,74	44,25	27,75	34,66	27,31	34,13
Croazia	23,22	29,40	23,22	29,40	23,22	29,40	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea^(A)	41,12	52,43	37,46	47,64	33,47	41,71	30,11	36,89	n.d.	n.d.

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali 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.

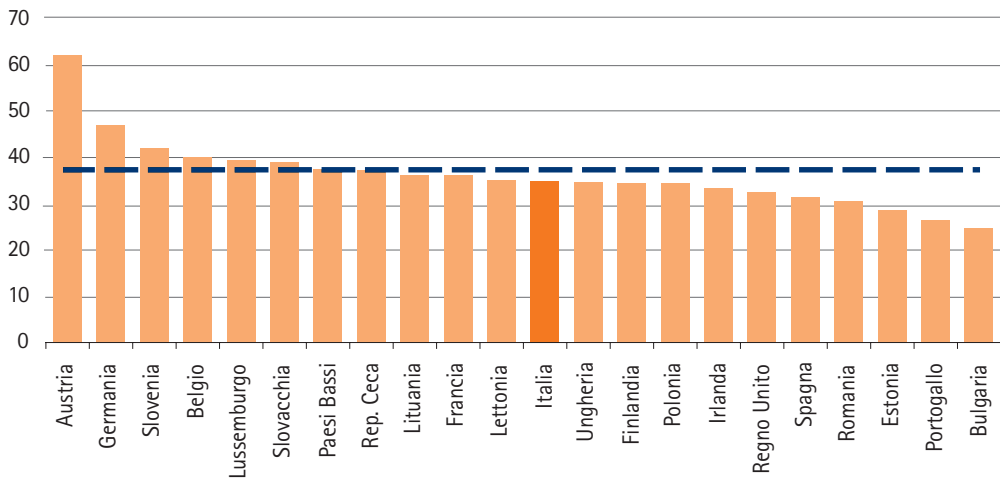


FIG. 1.26

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 milioni di metri cubi; gennaio-giugno 2008^(A); c€/m³

(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali 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.

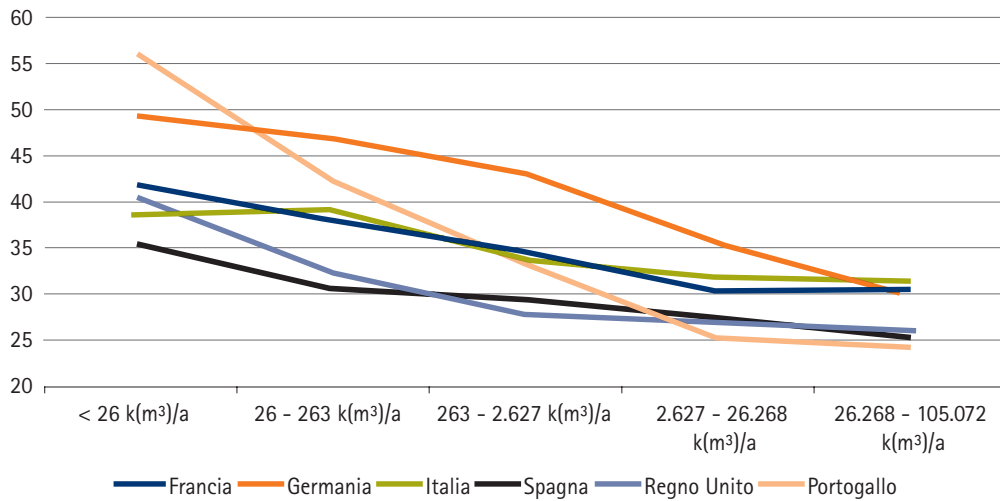


FIG. 1.27

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al netto delle imposte; gennaio-giugno 2008; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dal 1° gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni di gas a effetto serra (EU ETS, *European Emission Trading Scheme*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas climalteranti, *in primis* con riferimento alle emissioni di anidride carbonica, in grado di definire il prezzo di tali emissioni e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese operanti nei settori energetici e nei settori industriali *energy intensive*. Le emissioni degli impianti soggetti alla Direttiva devono essere sottoposte, previa autorizzazione, a un'attribuzione di quote assegnate in conformità a Piani nazionali di assegnazione.

L'*Emission Trading*, che si inserisce nell'ambito delle misure adottate per ottemperare agli impegni del Protocollo di Kyoto, ha previsto un primo periodo di applicazione, considerato come periodo di rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007 (Fase 1); ciò in vista della seconda fase relativa agli anni 2008-2012, durante la quale dovranno essere raggiunti gli obiettivi di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo stesso (-8% rispetto al 1990 per l'Unione europea a 15 Paesi e -6,5% per l'Italia).

Il 17 dicembre 2008 il Parlamento europeo ha approvato la proposta della Commissione intesa a modificare l'attuale

sistema di scambio delle quote, come definito dalla Direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. La nuova Direttiva è stata formalmente adottata in via definitiva a fine marzo dal Parlamento e dal Consiglio europeo.

Piano italiano di assegnazione nazionale 2008-2012

Con la deliberazione n. 1/09 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, facendo seguito al nulla osta da parte della Commissione europea, è stata completata l'esecuzione del Piano di assegnazione nazionale per la seconda fase dell'EU ETS, così da tener conto dell'assegnazione delle quote agli impianti di combustione supplementari o a parti supplementari di impianti di combustione³, per un totale di 7,1 MtCO₂ che si vanno a sommare alle quote destinate agli impianti preesistenti (177,6 MtCO₂ all'anno) e alla riserva per i nuovi entranti (16,9 milioni di MtCO₂ all'anno). Pertanto, nel periodo 2008-2012 mediamente sono stati assegnati permessi di emissioni per 201,6 MtCO₂. Al settore termoelettrico (inclusi gli impianti cogenerativi) sono state allocate quote pari al 46% del totale delle quote assegnate in media annua agli impianti esistenti con un andamento decrescente nel tempo.

³ Si tratta di impianti che realizzano processi di combustione comprendenti il cracking, la produzione di nerofumo di gas, la combustione in torcia, i processi di fabbricazione in forni e la produzione di acciaio integrata.

SETTORE PRODUTTIVO	2008	2009	2010	2011	2012	MEDIA 2008-2012
Impianti termoelettrici cogenerativi e non	98,09	90,25	83,30	78,88	75,93	85,29
Altri impianti di combustione	17,89	17,89	17,89	17,89	17,89	17,89
Impianti di raffinazione	19,06	19,06	19,06	19,06	19,06	19,06
Produzione di acciaio	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72	22,72
Produzione di calce	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
Produzione di cemento	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63	27,63
Produzione di vetro	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15	3,15
Produzione di ceramica e laterizi	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09
Totale impianti esistenti	197,50	189,66	182,71	178,29	175,34	184,70
<i>Riserva nuovi entranti</i>	<i>16,93</i>	<i>16,93</i>	<i>16,93</i>	<i>16,93</i>	<i>16,93</i>	<i>16,93</i>
Totale impianti (inclusa riserva nuovi entranti)	214,43	206,58	199,64	195,22	192,27	201,63

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle deliberazioni n. 20/08 e n. 1/09 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

TAV. 1.12

**Piano italiano
di assegnazione nazionale
delle quote di CO₂
per il periodo 2008-2012**
MtCO₂

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008

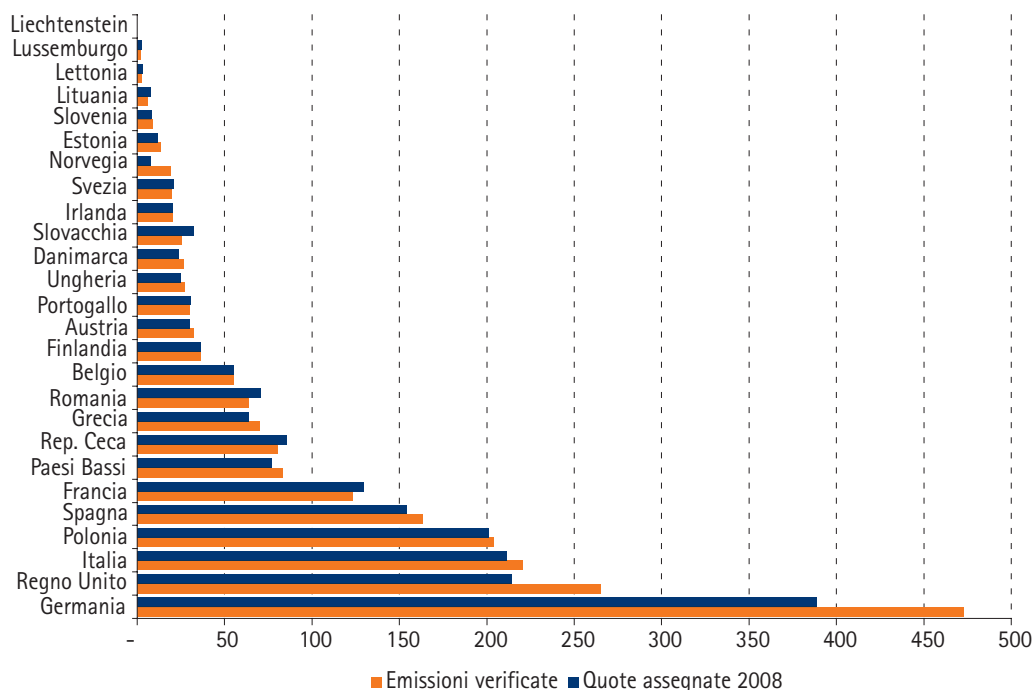
Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che entro la fine del mese di marzo siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive del 2008 con quelle del 2007 e con le quote assegnate per il 2008. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log*, CITL) in data 11 maggio 2009 hanno messo in evidenza una riduzione delle emissioni a livello europeo del 4,3% nel 2008 rispetto al 2007 e, con riferimen-

to al 2008, una sotto-allocazione di quote pari a 161 MtCO₂, metà della quale è dovuta alla Germania, mentre il Regno Unito vi ha contribuito per circa un terzo. Tra i principali Paesi europei solo la Francia ha registrato emissioni effettive inferiori alle quote assegnate. Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti oppure chiusura di impianti esistenti, rettifiche di dati).

Per l'Italia, per l'insieme dei settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni pari a 221 MtCO₂, ovvero circa 9 MtCO₂ in più rispetto alle quote assegnate.

FIG. 1.28

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008^(A)

MtCO₂

(A) Alla seconda fase dell'EU ETS partecipano anche Norvegia, Islanda e Liechtenstein.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 11 maggio 2009.

TAV. 1.13

Emissioni effettive e assegnazioni per l'anno 2008

Italia; MtCO₂

SETTORE PRODUTTIVO	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA
Impianti di combustione	143,1	132,8	10,3
Impianti di raffinazione	24,7	19,7	5,1
Produzione di acciaio	15,5	18,8	-3,3
Produzione di calce e cemento	28,7	31,0	-2,4
Produzione di vetro	2,9	3,1	-0,1
Produzione di ceramica e laterizi	0,5	0,8	-0,3
Produzione di pasta per carta e cartoni	4,8	5,2	-0,4
Altre attività	0,4	0,4	-0,0
Totale settori	220,7	211,8	8,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 11 maggio 2009.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2008

Nel mercato europeo dei permessi di emissione EUA (*European Union Allowance*) gli scambi nel 2008 hanno superato i 3 miliardi di tonnellate di CO₂, per un valore complessivo di circa 67 miliardi di euro. Il 38% dei volumi è stato negoziato sulle piattaforme regolamentate.

Nel corso del 2008 il prezzo del contratto *future* con scadenza dicembre 2008 dei permessi EUA è oscillato fra 13 €/tCO₂

e 29 €/tCO₂. La quotazione massima è stata raggiunta l'1 luglio 2008. Nel successivo mese di agosto il prezzo è diminuito per poi stabilizzarsi intorno a 25 €/tCO₂. All'inizio dell'autunno, in concomitanza con la veloce discesa del prezzo del petrolio e con il peggioramento della congiuntura economica europea, il prezzo della CO₂ è crollato e, alla scadenza del contratto, si è attestato intorno a 14-15 €/tCO₂.

Il contratto *future* con scadenza dicembre 2009 ha evidenziato un trend ribassista fino a metà febbraio 2009.

Successivamente il prezzo del contratto è tornato a crescere riportandosi su valori prossimi a 15 €/tCO₂. Sull'evoluzione del prezzo ha influito anche la pubblicazione dei dati sulle emissioni effettive del 2008.

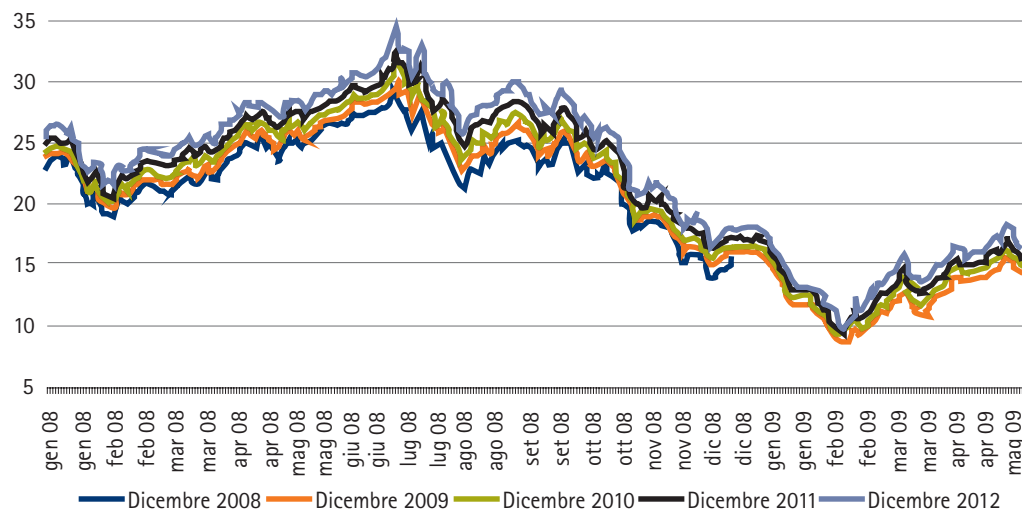


FIG. 1.29

Andamento dei prezzi future della CO₂ nella Borsa ECX
€/tCO₂

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

Revisione dell'EU ETS a partire dal 2013

A partire dal 2013 entrerà in vigore la nuova Direttiva EU ETS, inclusa nel *Climate Package* approvato dal Parlamento europeo lo scorso dicembre 2008 e formalmente adottata dal Parlamento e dal Consiglio europeo alla fine del mese di marzo 2009 (vedi anche Capitolo 1, Volume II). Tale direttiva ha recepito alcune significative modifiche proposte dalla Commissione europea alla luce delle riflessioni emerse dall'analisi del funzionamento dello schema durante i primi due anni di operatività.

In particolare la nuova Direttiva post 2012 dispone:

- un tetto, definito a livello europeo, che sostituisce i Piani nazionali di allocazione dei permessi di emissione e che consentirà di ridurre nel 2020 le emissioni del 21% rispetto all'anno 2005⁴; il tetto sarà ridotto ogni anno dell'1,74% a partire dal 2010 e mediamente comporterà una riduzione dell'11% rispetto al tetto previsto per la seconda fase dell'EU ETS;
- l'assegnazione del 100% dei permessi di emissione tramite procedure concorsuali al settore termoelettrico (con alcune deroghe per le economie in transizione ovvero i Paesi dell'Est europeo);
- l'assegnazione di almeno il 20% dei permessi di emissione tramite procedure concorsuali ai settori industriali non soggetti a *carbon leakage*⁵ nel 2013; è previsto che tale quota aumenterà gradualmente fino a raggiungere il 70% nel 2020 e il 100% nel 2027;
- l'assegnazione del 100% dei permessi a titolo gratuito ai settori soggetti a *carbon leakage* che saranno identificati dalla Commissione europea alla fine del 2009;

⁴ Il duplice target di riduzione delle emissioni (-21% rispetto al 2005 per il sistema EU ETS e -10% rispetto al 2005 per gli altri settori non soggetti al sistema EU ETS, come edilizia, trasporto, agricoltura) corrisponde a un target Unione europea complessivo di riduzione del 14% rispetto al 2005, ovvero del 20% rispetto al 1990.

⁵ I settori soggetti a *carbon leakage* sono quelli per cui vi è un alto rischio di delocalizzazione produttiva degli impianti verso Paesi terzi non soggetti ad obblighi di riduzione delle emissioni.

- la possibilità di utilizzare i crediti derivanti dai progetti previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto (che consentono di effettuare investimenti di riduzione delle emissioni in Paesi in via di sviluppo o nei Paesi con economie in transizione) fino a un massimo del 50% della riduzione complessiva delle emissioni a livello dell'Unione europea nel periodo 2008-2020;
- la possibilità di escludere dall'applicazione della Direttiva gli impianti di combustione di piccola taglia (con emissioni inferiori alle 25.000 tCO₂ all'anno).

Per quanto riguarda la ripartizione tra i diversi Stati soggetti alla Direttiva dei permessi da assegnare ai singoli impianti a titolo oneroso, ovvero tramite aste, è stato deciso di utilizzare i seguenti criteri:

- l'88% dei permessi sarà distribuito in base alle emissioni storiche del 2005 o al valore medio del periodo 2005-2007;
- il 10% dei permessi sarà ripartito tenendo conto del PIL *pro capite* nel 2005 e delle prospettive di crescita economica dei singoli Paesi; per l'Italia ciò si tradurrà in un incremento del 2% della propria quota;
- il rimanente 2% sarà assegnato ai Paesi che nel 2005 hanno ridotto le proprie emissioni di almeno il 20% rispetto all'anno di riferimento previsto dal Protocollo di Kyoto, ovvero Bulgaria, Repubblica Ceca, Estonia, Ungheria, Lettonia, Lituania, Polonia, Romania e Slovacchia.

Per i permessi che dovranno invece essere assegnati a titolo gratuito ai settori *energy intensive*, la nuova Direttiva preve-

de l'adozione di regole definite a livello europeo e l'utilizzo di parametri di riferimento stabiliti *ex ante* allo scopo di promuovere l'impiego delle migliori tecnologie disponibili per aumentare l'efficienza energetica e per incentivare i progetti di abbattimento delle emissioni. Le nuove regole di assegnazione dovranno essere stabilite dalla Commissione europea entro il 31 dicembre 2010.

È prevista inoltre l'assegnazione di 300 milioni di permessi della riserva per i nuovi entranti, per cofinanziare fino a 12 progetti dimostrativi per l'impiego delle tecniche di cattura e stoccaggio della CO₂ e per promuovere l'adozione di altre tecnologie innovative per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

A partire dalla terza fase, la Direttiva si applicherà anche ad altri settori produttivi (in particolare l'aviazione⁶ e la petrolchimica) rispetto a quelli già inclusi nelle prime due fasi di applicazione e ingloberà altri gas a effetto serra (oltre il biossido di carbonio), ovvero il protossido di azoto e i perfluorocarburi.

Infine, qualora l'Unione europea dovesse sottoscrivere un accordo internazionale sul cambiamento climatico che comporti entro il 2020 il raggiungimento di un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra, rispetto al 1990, superiore al 20%, la Commissione predisporrà una relazione finalizzata a valutare gli sforzi aggiuntivi necessari per passare all'obiettivo più ambizioso di riduzione del 30% (entro il 2020 rispetto al 1990), già sottoscritto dal Consiglio europeo del marzo 2007. La revisione potrebbe richiedere una nuova proposta legislativa da parte della Commissione europea da sottoporre al Parlamento e al Consiglio europeo.

⁶ L'estensione dell'EU ETS al trasporto aereo è stata prevista a partire dal 2012 ovvero dall'ultimo anno della fase 2 dalla Direttiva 2008/101/CE del Parlamento e del Consiglio europeo del 19 novembre 2008, che ha modificato in tal senso la Direttiva 2003/87/CE.