

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Domanda e offerta

Gli scompensi economici e finanziari ereditati dal 2008 hanno continuato a rallentare la dinamica dei consumi di petrolio durante tutto il 2009. Nei Paesi OCSE la domanda è calata mediamente del 4,4% (da 47,6 a 45,5 milioni di barili/giorno) con una punta del 5,4% in Europa (Tav. 1.1). Nei Paesi non OCSE la crescita è risultata dimezzata rispetto agli anni precedenti (0,8 milioni di barili/giorno contro

1,6 milioni nel 2006 e nel 2007), anche se in modo assai differenziato, spaziando da valori fortemente negativi in Russia e in altri Paesi ex URSS a valori molto positivi in Cina e in altri Paesi asiatici. Complessivamente la domanda di petrolio si è fermata a 84,9 milioni di barili/giorno, registrando un calo di 1,3 milioni di barili/giorno rispetto ai consumi del 2008 che erano già ridotti dello 0,3% rispetto al massimo storico di 86,5 milioni di barili/giorno, raggiunti nel 2006.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Paesi OCSE	49,4	49,8	49,5	49,2	47,6	45,5	45,4
Nord America	25,4	25,6	25,4	25,5	24,2	23,3	23,4
Europa	15,5	15,7	15,7	15,3	15,2	14,7	14,4
Pacifico	8,5	8,6	8,5	8,4	8,1	7,7	7,6
Paesi non OCSE	33,1	34,2	35,7	37,3	38,6	39,5	41,2
Russia e altri Paesi ex URSS	3,9	3,9	4,0	4,1	4,2	3,9	4,1
Europa	0,7	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,7
Cina	6,4	6,7	7,2	7,6	7,9	8,5	9,1
Resto Asia	8,7	8,8	9,0	9,5	9,7	10,0	10,3
America Latina	4,9	5,1	5,4	5,7	5,9	6,0	6,2
Medio Oriente	5,7	6,0	6,3	6,5	7,1	7,2	7,6
Africa	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3
Totale Mondo	82,5	84,0	85,3	86,5	86,2	84,9	86,6

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

TAV. 1.1

Fabbisogno mondiale di petrolio dal 2004 al 2010

Milioni di barili/giorno

In queste condizioni l'offerta non ha avuto alcun problema a coprire la domanda. In quasi tutte le aree importatrici è aumentato il grado di autosufficienza o si è fermato il calo precedente (Tav. 1.2). Nel Nord America il grado di copertura è addirittura aumentato al 61%, tornando ai livelli degli anni Novanta del secolo scorso. Solo in Cina, negli altri Paesi asiatici e in Africa è continuato il calo avviatosi a partire dal 2004-2005.

Diametralmente opposte sono le condizioni di offerta evidenziate dai Paesi produttori dell'OPEC il cui contributo complessivo all'offerta è diminuito di due punti percentuali (dal 41,3% al 39,3%), accusando un forte ridimensionamento di 2,3 milioni di barili/giorno rispetto al 2008. Viceversa, il contributo della Russia e di altri Paesi produttori dell'ex URSS è leggermente aumentato: dal 14,8% al 15,6% dell'offerta totale nel 2009.

TAV. 1.2

Offerta mondiale di petrolio dal 2004 al 2009 e previsioni al 2010
Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Paesi OCSE	21,2	20,3	20,1	19,9	19,3	19,4	19,2
Nord America	14,6	14,1	14,2	14,3	13,9	14,3	14,2
Europa	6,1	5,6	5,3	5,0	4,7	4,5	4,2
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7
Paesi non OCSE	25,6	27,3	28,0	28,5	28,8	29,4	30,2
Russia e altri Paesi ex URSS	11,4	11,8	12,3	12,8	12,8	13,3	13,6
Europa	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Cina	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9
Resto Asia	2,7	3,8	3,7	3,6	3,6	3,6	3,7
America Latina	4,1	3,7	3,9	3,9	4,1	4,3	4,6
Medio Oriente	1,9	1,8	1,7	1,7	1,6	1,7	1,7
Africa	1,9	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Altro non OPEC	1,9	2,1	2,3	2,4	2,6	2,7	2,7
Miglioramenti di raffinazione	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,2
Biocarburanti ^(A)	0,1	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5
Totale non OPEC	48,8	49,8	50,4	50,9	50,7	51,5	52,0
Totale OPEC^(B)	34,6	34,9	35,0	34,6	35,6	33,3	34,6
Totale Mondo	83,4	84,7	85,4	85,5	86,4	84,8	86,6
Variazione scorte^(C)	0,9	0,7	0,2	-1,0	0,2	-0,1	0,0

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

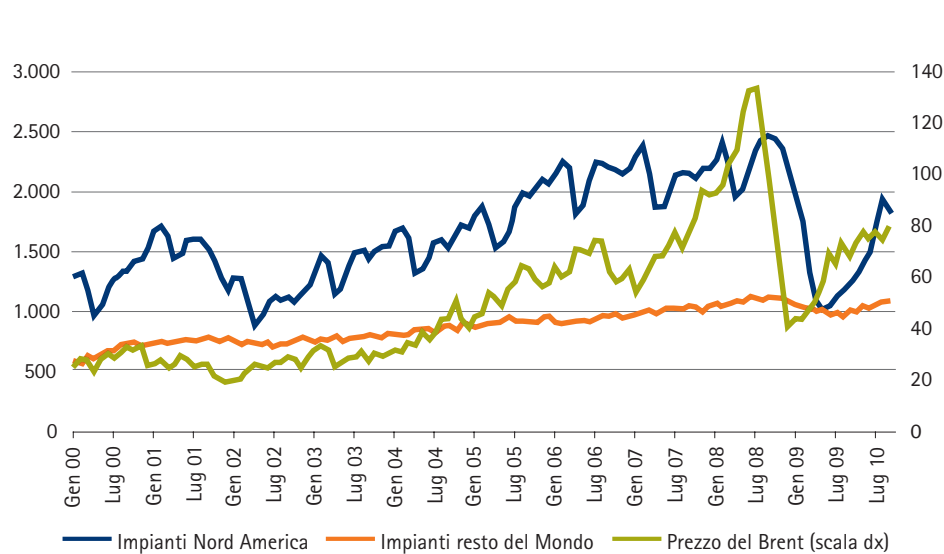
(B) Offerta riferita ai Paesi appartenenti all'OPEC l'1 gennaio 2009, la quale include gas liquidi oltre al greggio. La produzione nel 2010 non è una previsione, ma è calcolata come la differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

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

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

Le prospettive per il 2010 sono per la maggior parte ottimistiche. Nel suo rapporto mensile di marzo 2010 l'Agenzia internazionale dell'energia (AIE) prevedeva un consumo medio annuo a livello mondiale di 86,6 milioni di barili/giorno, in leggero aumento rispetto al 2008 e molto simile alla stima dell'*Energy Information Agency* americana di 86,5 milioni di barili/giorno. Più prudenti sono le previsioni dell'OPEC che si fermano a 85,9 milioni di barili/giorno. Comune a tutte e tre gli scenari è la previsione di una ripresa poco consistente delle

economie più avanzate dei Paesi OCSE, compensata da una forte crescita dei mercati emergenti. Secondo l'AIE, l'aumento dei consumi di petrolio sarebbe interamente dovuto ai Paesi non OCSE, mentre i Paesi OCSE nel loro complesso vedrebbero un leggero calo. Queste previsioni sono supportate dai dati riguardanti la ripresa delle perforazioni negli Stati Uniti e soprattutto nel resto del mondo, dove il numero di impianti di perforazione attivi nel febbraio 2010 aveva praticamente raggiunto il picco storico dell'estate 2008 (Fig. 1.1).



Fonte: Baker Hughes International.

Per il più lungo termine la natura della ripresa è affetta da incertezze relative alle conseguenze che le politiche di contenimento della domanda e di promozione delle fonti rinnovabili nei principali Paesi consumatori possono avere sulla domanda di petrolio: molti Paesi esprimono cautela nel fare nuovi investimenti in capacità produttiva. Sul lato dell'offerta, nel corso dei prossimi anni giocheranno un ruolo anche nuove dinamiche, quali il rilancio della produzione irachena e la coltivazione da sabbie bituminose. Per esempio, si prevede che il contributo delle sole sabbie bituminose canadesi crescerà da 0,9 milioni di barili/giorno nel 2009 a 2,2 milioni di barili/giorno nel 2015.

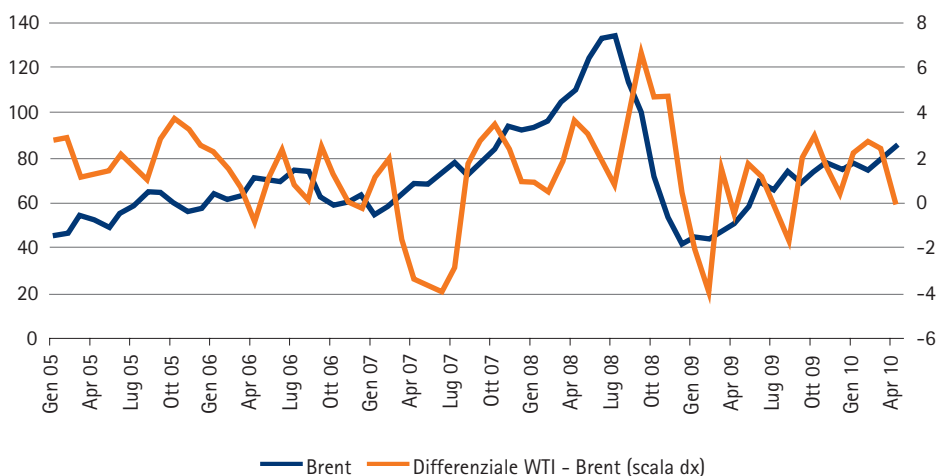
Prezzo del Brent

Dopo il crollo senza precedenti avvenuto nella seconda metà del 2008, il prezzo del greggio ha ripreso subito a salire nel

gennaio 2009 con un percorso di crescita molto simile, se non più accentuato, a quello espresso a partire da gennaio 2007, destando perfino un certo timore che si arrivasse a ripetere o addirittura a superare il picco di luglio 2008 (Fig. 1.2). Il rally del greggio ha convinto molti Paesi OPEC ad allentare la propria aderenza alle quote con l'obiettivo di estrarre il maggior valore possibile. Questo comportamento ha probabilmente avuto l'effetto di calmierare gli aumenti. Nell'aprile 2009 il grado di rispetto delle quote è sceso al 78% contro l'83% dell'inizio dell'anno. Analogo effetto ha avuto anche l'aumento della domanda nel corso d'anno in Cina, India e altri Paesi emergenti. Mano a mano che aumentava l'ottimismo di una ripresa dell'economia e della domanda si allentava il rispetto delle quote di produzione OPEC, che calava ancora al 64% in settembre e al 61% in ottobre, scendendo al 56% a febbraio 2010.

FIG. 1.2

Prezzo del Brent e differenziale con WTI \$/barile



Fonte: Bloomberg.

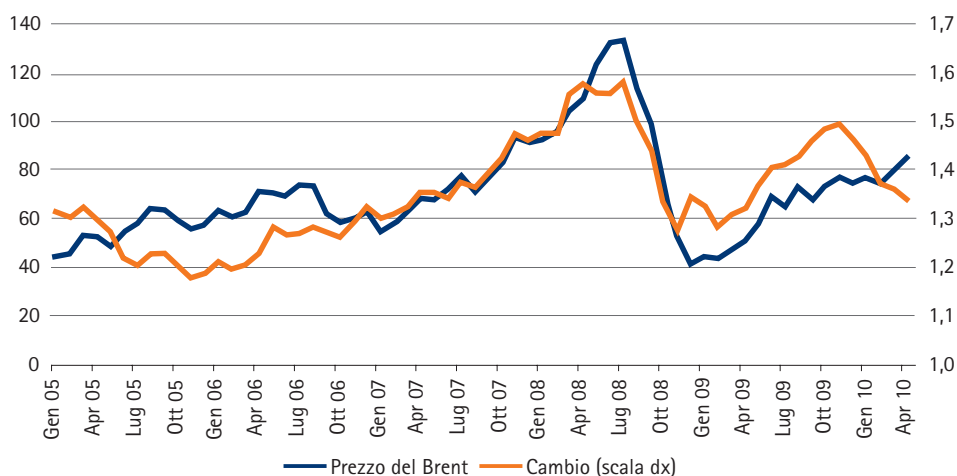
La risalita del prezzo avvenuta nel 2009 non riflette in realtà il rapporto tra domanda e offerta in quanto si è verificata in un periodo di eccesso di offerta: stoccaggi strapieni, domanda prevista stabile, quando non in declino, e produzione OPEC significativamente sotto la capacità, con l'Arabia Saudita ferma a due terzi della sua capacità produttiva (cresciuta a oltre 12 milioni di barili/giorno).

L'aumento, come discusso in seguito, è legato soprattutto all'andamento positivo dei mercati azionari e all'indebolimento del dollaro, che ha orientato gli investitori a incanalare fondi nei derivati del petrolio (Fig. 1.3). Relativamente alle previsioni di

prezzo per il 2010 regna tuttavia la massima incertezza, anche se la maggior parte di queste converge su valori intorno a 75-85 \$/barile come media dell'anno. I ministri dell'OPEC hanno in più riprese informalmente espresso una preferenza per un prezzo del petrolio compreso tra 70 e 80 \$/barile, tale da promuovere gli investimenti senza reprimere la domanda, ma è evidente la difficoltà di imporre tagli ai propri membri in un periodo di ristagno o di scarsa evoluzione della domanda. Peraltro, la capacità di riserva dell'OPEC è tornata ai massimi livelli storici del 2002 (5,5 milioni di barili/giorno), nonostante quasi tutti i Paesi membri abbiano superato le quote assegnate (Fig. 1.4).

FIG. 1.3

Prezzo del Brent e cambio dollaro/euro



Fonte: Platt's e Banca centrale europea.

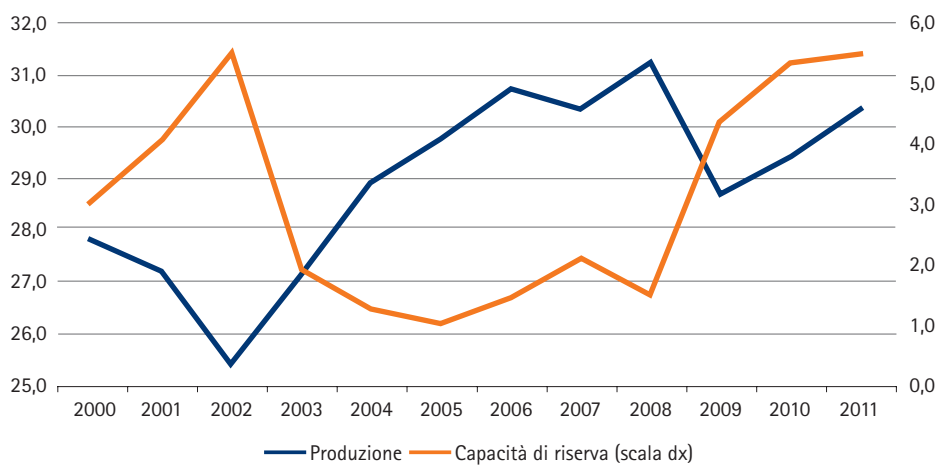


FIG. 1.4

Capacità di riserva della produzione OPEC dal 2000 al 2009 e previsioni al 2011

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia per la produzione; *Energy Information Administration* del Governo degli Stati Uniti per la capacità di riserva.

Merita inoltre una riflessione la produzione attesa dai giacimenti iracheni, nella misura in cui potrebbe rivoluzionare il quadro della domanda e dell'offerta in un futuro nemmeno troppo lontano. Se la produzione irachena dovesse veramente raggiungere le sue effettive potenzialità (5-8 milioni di barili/giorno) nel corso del decennio, verrebbe messa a repentaglio la solidità dell'OPEC come ago della bilancia dell'offerta di greggio e si dovrebbero rivedere drasticamente i modelli di formazione del prezzo. L'Iraq rivendica una quota simile a quella dei sauditi per recuperare la sottoproduzione di tre decenni (negli anni Ottanta del secolo scorso a causa della guerra con l'Iran, negli anni Novanta del secolo scorso a causa della moratoria imposta al regime di Saddam Hussein e nell'ultimo decennio a causa della guerra e dello stato di guerriglia). Si prevede che i negoziati per il rientro dell'Iraq nel sistema delle quote OPEC inizieranno nel 2011; essi rappresenteranno un momento chiave per il futuro del prezzo del petrolio.

Differenziale con il prezzo del WTI

Nel gennaio 2009 il prezzo del greggio WTI, che normalmente quota a un premio di 1-2 \$/barile rispetto al Brent, è crollato diverse volte a meno di 10 \$/barile nei confronti di questo greggio. Lo sconto medio rispetto al Brent per il mese nel suo

complesso era di oltre 4 \$/barile. Sebbene vi sia stata una ripresa nei mesi successivi, nel complesso il 2009 ha segnalato un prezzo medio praticamente uguale a quello del Brent. Non è la prima volta che si è rilevata la volatilità del WTI. Valori negativi di pari dimensione si sono verificati anche nel periodo marzo-luglio 2007 (Fig. 1.2). Tuttavia, la crescente volatilità del WTI ha creato forti incertezze e criticità per le esportazioni verso gli Stati Uniti di petrolio saudita, il cui prezzo è stato indicizzato al WTI da quando il Nymex ha iniziato a utilizzarlo come base per il suo contratto *futures* di petrolio *sweet*.

Il WTI non è più così soddisfacente come indicatore del prezzo per motivi logistici legati alla saturazione degli stoccaggi di Cushing nello Stato dell'Oklahoma, che sono alla base delle quotazioni del WTI al Nymex. Quando gli acquirenti non riescono più a stoccare il petrolio negli stoccaggi troppo pieni il prezzo crolla. Questo succede sempre più frequentemente con l'arrivo di petrolio canadese, dopo l'inaugurazione, nel 2007, di nuovi oleodotti in Canada¹.

Alla fine di ottobre 2009 l'Arabia Saudita ha deciso di abbandonare il WTI come indicatore del prezzo del petrolio prodotto nel Golfo del Messico a favore di un nuovo indicatore basato su un paniere di greggi *sour*, caratterizzato da maggiore stabilità. Le motivazioni non sono legate esclusivamente alla vola-

¹ I greggi WTI, Brent e Dubai/Oman coprono solo una minima parte del petrolio consumato in tutto il mondo ma vengono utilizzati dalle Borse come base per la negoziazione dei contratti. Il Brent è utilizzato per circa il 50% dei contratti (greggi europei e africani), il WTI per circa il 25% (greggi delle Americhe), il Dubai/Oman per il restante 20-25% dei contratti destinati ai mercati asiatici.

tilità dell'indicatore WTI, ma anche al fatto che questo greggio, assai pregiato per le sue caratteristiche di leggerezza e basso contenuto di zolfo, è sempre meno rappresentativo dei greggi venduti nel bacino americano, soprattutto dei greggi sauditi che sono tendenzialmente pesanti e alquanto *sour*. La decisione è anche legata al crescente spostamento delle esportazioni saudite dal mercato americano ai mercati asiatici che richiedono un indicatore più rappresentativo del tipo di greggio utile in quest'area di Paesi emergenti, caratterizzati da un barile di raffinati più pesante rispetto a quello tipico dei mercati atlantici.

Volatilità e speculazione

A oltre un anno dagli avvenimenti del 2008, la maggior parte degli osservatori concorda nell'attribuire alla speculazione un ruolo di primaria importanza nella determinazione del forte aumento e del repentino crollo del prezzo del petrolio. Anche se non c'è una convergenza assoluta di vedute sull'impatto effettivo della speculazione, è tuttavia difficile ignorare la forte crescita dei contratti c.d. "speculativi" sulle quotazioni del petrolio negli ultimi anni: da un totale di circa 200.000 nel 2004 a oltre 1.400.000 fino al crollo del prezzo nel 2008, di cui un terzo in mano a solo otto investitori. L'aumento del prezzo del petrolio e di altre materie prime² nel 2009, in un periodo di debolezza dei fondamentali, può solo essere attribuito alla speculazione. Tuttavia, mentre l'aumento del prezzo delle materie prime nel 2008 è stato segnato soprattutto dalle manovre speculative degli *hedge fund*, nel 2009 hanno dominato gli *exchange traded fund* (ETF), fondi disegnati per seguire specifici indici di Borsa con sottostanti materie prime, comprati e venduti come azioni.

Diversi osservatori fanno risalire la speculazione sul petrolio al *Commodity Futures Modernisation Act* firmato nel 2000, che ha di fatto allentato la regolamentazione di nuovi prodotti di gestione dei rischi sul petrolio, dai contratti *swap* ai fondi di investimento indicizzati ed ETF, permettendo agli operatori di fare trading su circuiti alternativi OTC non regolamentati. In tal modo i *futures* sul petrolio sono aumentati vertiginosamente, passando dall'essere appena il 30% del mercato fisico fino

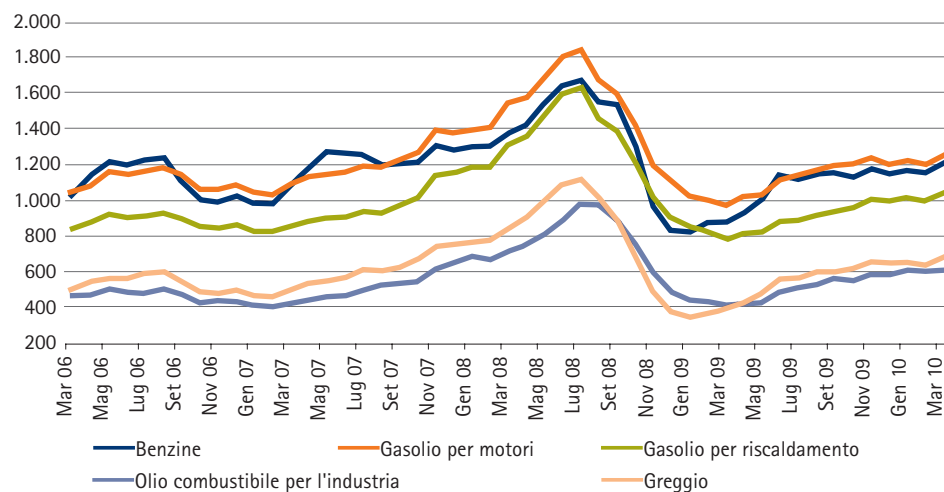
a rappresentare oltre sette volte il suo valore nel 2009. In queste condizioni, sono le aspettative di chi scommette su ulteriori rialzi a guidare il mercato, spirale che può essere troncata solo quando il prezzo diventa talmente elevato da imporre il crollo della domanda. A tale riguardo, si ricordano le previsioni di alcune banche d'affari nel 2006 e nel 2007 che pronosticavano un raddoppio del prezzo a 100 \$/barile, valore che in quel periodo sembrava inverosimile.

Dal 2009 la *Commodity Futures and Trading Commission* (CFTC) americana, sostiene la proposta di porre alcuni limiti sulle attività degli operatori di Borsa in merito a prodotti non tradizionali particolarmente esposti alla speculazione nei mercati *futures* del petrolio e del gas naturale. Ma la proposta viene fortemente osteggiata dalle banche d'affari e dai fondi speculativi con la motivazione che questi prodotti svolgono un'opera fondamentale per il mercato a favore del consumatore e che non sono la principale causa della volatilità dei prezzi, senza tuttavia fornire, al riguardo, una spiegazione alternativa.

Raffinazione

Nel corso del 2009 i prezzi dei derivati petroliferi hanno ripreso a crescere in concomitanza con l'aumento del prezzo del petrolio, pur con una forte impennata delle benzine e di altri distillati leggeri rispetto ai derivati più pesanti (Fig. 1.5). L'evoluzione dei prezzi dei distillati rispetto alle quotazioni del petrolio ha tendenzialmente ricalcato l'andamento degli anni storici con una maggiore stabilità per i prodotti più pregiati: benzina e gasolio per i motori, seguiti da gasolio per il riscaldamento e, per ultimo, da olio combustibile, che segue da vicino il prezzo del greggio (Fig. 1.6). Tuttavia, nel corso del 2009 e nei primi mesi del 2010, la volatilità del prezzo dei prodotti raffinati è stata insolitamente inferiore a quella del greggio. Tale andamento anomalo è da mettere in relazione con il calo dell'attività economica che si è ripercosso in modo pesante sulla domanda di prodotti petroliferi destinati al settore dei trasporti, deprimendone il prezzo. Con la ripresa dell'economia nel corso del 2010 si attende un recupero della domanda, soprattutto di gasolio per autotrazione e di benzina, che dovrebbe portare a un riequilibrio dei prezzi.

² Nella prima metà del 2009 anche le materie prime di base (ferro, rame, zinco ecc.) hanno realizzato guadagni di prezzo nell'ordine del 50%, analogamente a quanto avvenuto per il petrolio.

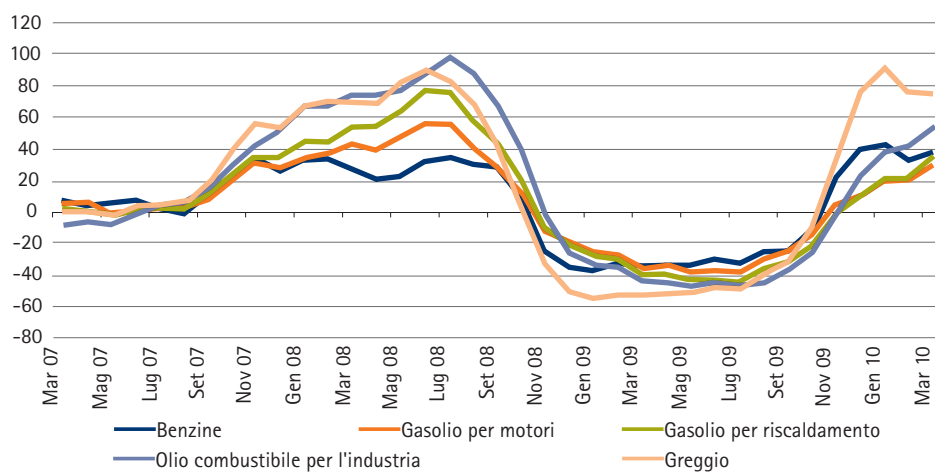


Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.5

Evoluzione trimestrale del prezzo dei prodotti raffinati e del petrolio greggio

\$/tep; prezzi medi ponderati con i consumi dei principali Paesi consumatori (Canada, Francia, Germania, Giappone, Italia, Regno Unito, Spagna, Stati Uniti)



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.6

Incremento annuo del prezzo dei prodotti petroliferi e del greggio

Valori percentuali; medie mobili decennali

Va comunque sottolineato che l'impatto della recessione sulla raffinazione è stato accentuato dall'aumento della capacità in Asia e Medio Oriente. Nel solo 2009 sono state inaugurate sette raffinerie in Cina, India, Kurdistan iracheno, Qatar, Pakistan e Vietnam. Questo ampliamento, assieme alla profonda recessione, ha colpito duramente le raffinerie occidentali, soprattutto in Europa, che stanno rispondendo con la chiusura oppure con la vendita degli impianti. Secondo alcuni analisti dovranno chiudere impianti delle multinazionali europee per una capacità di raffinazione pari a 7-8 milioni di barili/giorno, cioè circa il 10% del totale mondiale.

L'aumento della capacità a fronte di un calo della domanda ha portato a una ulteriore riduzione dei prezzi e di conseguenza a una forte riduzione dei margini (Tav. 1.3, Fig. 1.7). In termini assoluti hanno sofferto soprattutto le raffinerie europee e quelle asiatiche e mediorientali, con margini di raffinazione attorno a 2 \$/barile, insufficienti a garantire un utile agli industriali. Hanno accusato una minore contrazione le raffinerie nordamericane che garantiscono ancora margini attorno a 5 \$/barile. In termini relativi, dal 2007 i margini si sono comunque dimezzati per i greggi WTI e Brent e ridotti a un terzo per il greggio Dubai, il principale marker per la raffinazione asiatica e mediorientale.

TAV. 1.3

Margini di raffinazione dei principali greggi

\$/barile; medie annue

ANNO	WTI	BRENT	DUBAI
2006	7,8	3,1	4,1
2007	10,9	5,2	5,1
2008	5,6	4,1	4,2
2009	5,7	1,8	0,7
2010	5,5	2,4	1,6

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

TAV. 1.4

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione

Valori percentuali; medie annue

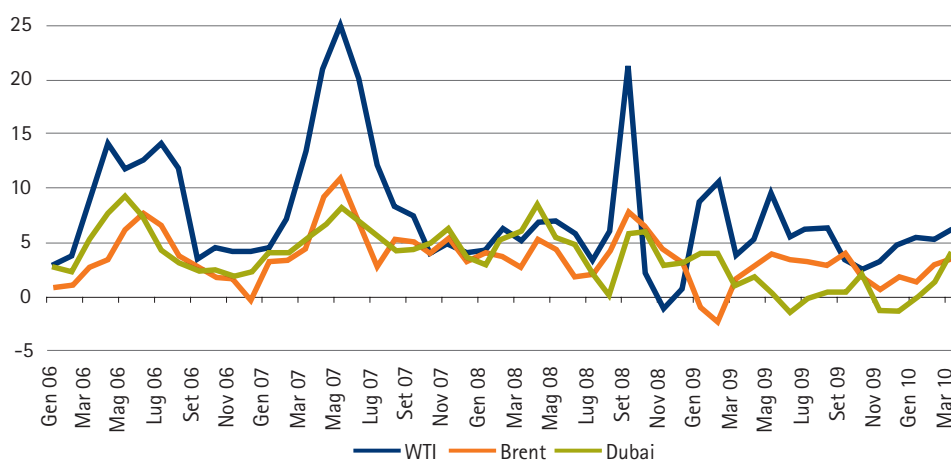
ANNO	STATI UNITI	EUROPA	GIAPPONE	SINGAPORE
2006	88,5	86,4	86,2	-
2007	89,1	85,5	85,7	-
2008	86,2	84,3	84,9	87,1
2009	83,0	81,4	82,1	86,6
2010	80,5	81,4	84,8	91,7

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.7

Margini di raffinazione dei greggi più rappresentativi dal 2007 al 2010

\$/barile



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

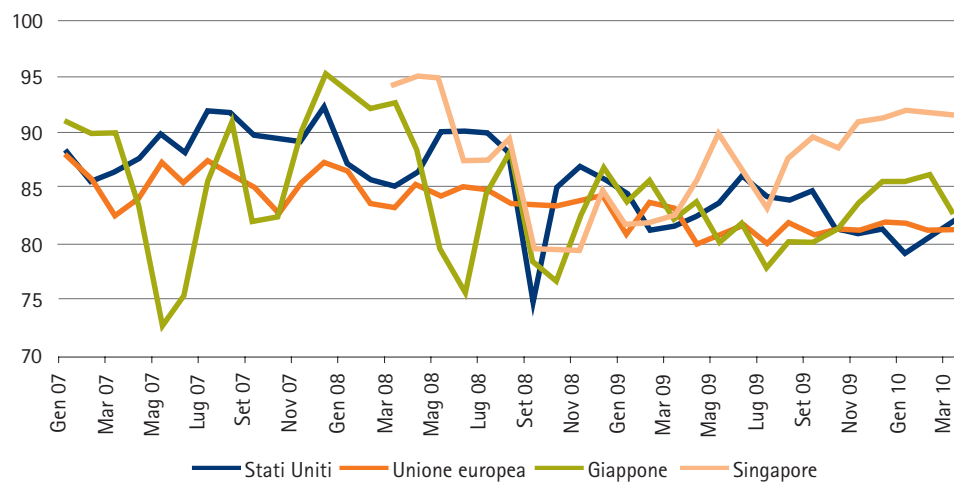


FIG. 1.8

Tasso di utilizzo della capacità dal 2007 al 2010

Valori percentuali

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

L'aumento della capacità in concomitanza con la diminuzione della domanda ha inevitabilmente determinato un calo nel tasso di utilizzo delle raffinerie (Tav. 1.4, Fig. 1.8). Nelle raffinerie europee e nordamericane il tasso di utilizzo è rimasto anche nel 2009

al di sotto dei valori minimi, considerati accettabili, dell'85%. Le raffinerie asiatiche hanno complessivamente subito un calo inferiore, ma il più elevato tasso di utilizzo, come si è appena visto, è compensato da un margine significativamente inferiore.

Mercato internazionale del gas naturale

Fabbisogno

La profonda recessione del 2009 ha sia ridotto drasticamente la domanda di gas in tutti i Paesi del mondo con poche eccezioni, sia indebolito le potenzialità di ripresa dei consumi nel breve e medio termine. Nei Paesi OCSE i consumi sono calati nel loro complesso dell'1,9%, tuttavia meno delle importazioni (-3,1%) grazie all'aumento della produzione nell'area nordamericana e pacifica (Tav. 1.5). Il calo del fabbisogno si è concentrato nelle aree OCSE Europa e Pacifico a fronte di un aumento minimo (0,2%) nell'area OCSE Nord America, ascrivibile

essenzialmente al crollo dei prezzi negli Stati Uniti, di cui si tratterà nel seguito. Praticamente solo in Cina e in pochi altri Paesi emergenti dell'area asiatica, che comunque contribuiscono complessivamente meno del 10% ai consumi globali, i consumi hanno continuato a crescere a ritmi apprezzabili, seppure ridotti rispetto agli anni precedenti.

Nell'Unione europea, con l'aggravarsi della recessione, il ristagno dei consumi che ha caratterizzato il 2008 si è poi tradotto in un vero e proprio crollo nel corso del 2009. I consumi sono calati del 6,3% nel complesso dell'Unione europea con punte del 15% e oltre, soprattutto in alcuni Paesi dell'Est euro-

peo (Tav. 1.6). A questo calo ha contribuito anche il taglio delle forniture di gas russo veicolato attraverso l'Ucraina, che ha lasciato al freddo diversi Paesi per quasi due settimane.

A seguito di questa nuova emergenza la maggior parte dei Paesi europei ha accentuato i propri piani di sviluppo degli stoccaggi sotterranei (Tav. 1.7) che porterebbero, se integralmente attuati, a un quasi raddoppio delle capacità entro il 2020. Tuttavia, non tutti i Paesi hanno caratteristiche geologiche favorevoli alla costruzione di adeguati stoccaggi sotterranei; è opportuno ricordare che per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti occorre anche potenziare le interconnessioni transfronta-

liere e promuovere la creazione di mercati più liquidi. Per esempio, i gasdotti che collegano i nove Paesi dell'Est europeo più esposti al taglio delle forniture sono a flusso unidirezionale e pertanto non permettono l'inversione dei flussi e gli approvvigionamenti di soccorso dai Paesi in minore difficoltà, in quanto dotati di sufficienti capacità di stoccaggio. Tra i dati della tavola 1.7 risulta di particolare interesse il programmato sviluppo dello stoccaggio di gas nel Regno Unito, con un aumento da 4.300 milioni di metri cubi a quasi 25 miliardi. Tale sviluppo, oltre a dare maggior sicurezza al mercato inglese, ridurrà probabilmente la volatilità del prezzo del gas nelle Borse nordeuropee.

TAV. 1.5

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE

G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OCSE Nord America						
Produzione interna	758,7	744,6	761,6	786,8	809,2	820,3
Importazioni ^(A)	139,3	137,6	132,8	153,6	140,3	134,2
- da Paesi OCSE	121,3	119,7	116,3	129,4	127,9	119,1
- da Paesi non OCSE	18,0	17,9	16,5	24,3	12,3	15,1
Esportazioni	129,3	127,1	122,9	134,6	132,4	125,0
Disponibilità	768,6	755,0	771,5	805,9	817,0	829,5
Variazione scorte	-2,0	-9,2	11,6	-15,4	-14,0	-3,2
Consumo	770,6	764,2	759,9	821,3	831,0	832,7
OCSE Pacifico						
Produzione interna	42,4	44,3	46,2	48,4	46,5	50,7
Importazioni	108,7	110,3	122,4	131,2	139,4	129,5
- da Paesi OCSE	13,8	17,0	19,5	18,6	18,6	19,1
- da Paesi non OCSE	94,9	93,3	102,9	112,5	120,9	110,5
Esportazioni	12,5	15,3	17,9	20,6	21,1	22,3
Disponibilità	138,6	139,4	150,7	159,0	164,9	157,9
Variazione scorte	0,5	-0,9	1,7	-0,7	2,3	-1,0
Consumo	138,1	140,2	149,0	159,8	162,6	158,9
OCSE Europa						
Produzione interna	325,7	315,4	307,9	293,6	306,8	289,3
Importazioni	364,8	394,2	416,1	414,9	437,9	431,5
- da Paesi OCSE	139,8	140,7	151,7	164,1	170,5	173,1
- da Paesi non OCSE	224,9	253,5	264,4	250,8	267,3	258,4
Esportazioni	155,1	163,4	175,9	175,1	188,9	191,1
Disponibilità	535,4	546,3	548,1	533,4	555,7	529,7
Variazione scorte	2,6	-0,6	8,8	-6,7	4,1	5,2
Consumo	532,7	546,8	539,3	540,1	551,7	524,5
Totale OCSE						
Produzione interna	1.126,8	1.104,3	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.160,3
Importazioni	612,8	642,2	671,3	699,7	717,6	695,2
- da Paesi OCSE	274,9	277,5	287,5	312,1	317,0	311,2
- da Paesi non OCSE	337,8	364,7	383,8	387,6	400,6	384,0
Esportazioni	296,9	305,8	316,7	330,3	342,4	338,4
Disponibilità	1.442,7	1.440,7	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.517,1
Variazione scorte	1,2	-10,6	22,1	-22,9	-7,6	1,0
Consumo	1.441,5	1.451,3	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.516,1

(A) Includere le importazioni attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

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

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2007	2008	2009	VARIAZIONE % 2008-2009
Austria	8,1	8,6	8,4	-2,3
Belgio	17,5	17,6	17,9	1,7
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	-21,4
Danimarca	4,1	4,1	4	-2,4
Estonia	1	1,0	0,9	-10,0
Finlandia	4,4	4,6	4,1	-10,9
Francia	45,8	47,8	46,3	-3,1
Germania	86	84,9	80,8	-4,8
Grecia	4	4,2	3,5	-16,7
Irlanda	5	5,3	5,1	-3,8
Italia	82,9	82,9	76,3	-8,0
Lettonia	1,6	1,6	1,5	-6,3
Lituania	3,4	3,1	2,6	-16,1
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	7,7
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	-0,7
Polonia	13,9	15,2	14,7	-3,3
Portogallo	4,2	5,0	4,7	-6,0
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	-7,9
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8	-4,8
Romania	15,5	15,0	12,8	-14,7
Slovacchia	5,5	5,5	5	-9,1
Slovenia	1,1	1,0	0,9	-10,0
Spagna	37,6	41,4	37,1	-10,4
Svezia	1,1	1,0	1,3	30,0
Ungheria	12,8	12,6	10,9	-13,5
Unione europea a 27	506,4	516,9	484,2	-6,3

Fonte: Eurogas.

TAV. 1.7

Stoccaggi di gas naturale
nell'Unione europea
nel 2009 e previsioni
al 2020

M(m³)

	2009	IN COSTRUZIONE	IN FASE DI AUTORIZZAZIONE	PROGRAMMATI	TOTALE NEL 2020
Austria	3.976	1.200	0	2.000	7.176
Belgio	644	100	0	0	744
Bulgaria	336	0	0	450	786
Danimarca	980	0	30	0	1.010
Estonia	0	0	0	0	0
Finlandia	0	0	0	0	0
Francia	11.912	540	100	1.150	13.702
Germania	18.172	1.421	340	6.965	26.898
Grecia	0	0	0	0	0
Irlanda	198	0	0	0	198
Italia	14.134	4.150	1.115	5.740	25.139
Lettonia	980	0	0	1.000	1.980
Lituania	0	0	0	0	0
Lussemburgo	0	0	0	0	0
Paesi Bassi	5.012	180	0	4.280	9.472
Polonia	1.568	450	1.255	0	3.273
Portogallo	140	0	0	30	170
Regno Unito	4.284	1.040	0	19.645	24.969
Repubblica Ceca	2.296	0	795	0	3.091
Romania	2.660	0	0	2.150	4.810
Slovacchia	2.576	0	0	0	2.576
Slovenia					0
Spagna	3.780	0	4.598	0	8.378
Svezia	0	0	0	0	0
Ungheria	3.668	0	0	0	3.668
Unione europea a 27	77.316	9.081	8.233	43.410	138.040

Fonte: World Gas Intelligence.

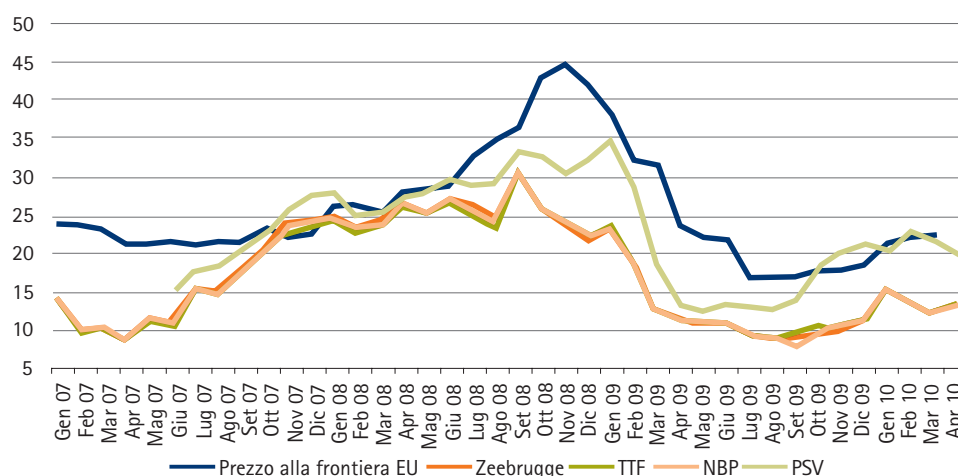
Prezzo

Accompagnata da un forte e inatteso aumento della produzione del gas negli Stati Uniti, la recessione economica ha avuto in questo Paese un effetto negativo dirompente sui prezzi che si è poi rapidamente diffuso nel resto del mondo, assecondato dalla catena del gas naturale liquefatto (GNL). La forte crescita della produzione di gas da scisti bituminosi nel corso del 2009 ha infatti determinato una riduzione della domanda di importazione di GNL, provocando a sua volta una deviazione

dei carichi di gas liquido verso l'Europa con l'effetto di deprimere i prezzi *spot* in quell'area. Il calo nella domanda europea combinato con l'eccesso di offerta sui mercati *spot* ha finito per indebolire la tenuta dei tradizionali contratti *take or pay* sia per quanto riguarda il prezzo indicizzato ai prezzi dei prodotti petroliferi, sia per le quantità. Nel mese di luglio i prezzi *spot* nei mercati nordeuropei erano scesi a 9 €/m³, quando il prezzo alla frontiera dei contratti indicizzati *take or pay* era di poco inferiore a 18 €/m³ (Fig. 1.9). Il differenziale con i prezzi *spot* si è mantenuto tra 7 e 9 €/m³ nei sei mesi successivi.

FIG. 1.9

Prezzo spot del gas naturale negli hub europei nel periodo 2007-2010

€/m³

Fonte: Bloomberg per Zeebrugge, TTF e NBP; Platt's per il PSV.

In queste condizioni i guadagni provenienti dalla riduzione del prezzo sui mercati *spot* erano confrontabili con le perdite provocate dall'applicazione delle clausole previste con il *take or pay*. Nel febbraio 2010 i fornitori hanno accettato un certo grado di flessibilità e Gazprom ha finito per concordare con i maggiori acquirenti europei (tra cui Eni, E.On e GDF Suez) un quantitativo massimo del 15% dei contratti *take or pay* da acquistare sui mercati *spot* per un periodo di tre anni; questo anche confidando sia nella limitata quantità di gas disponibile sui mercati *spot*, che difficilmente permetterà l'acquisto di volumi maggiori di 75 miliardi di m³/anno su tali mercati, sia nella probabile riduzione dei differenziali, causata dalla domanda addizionale.

Con riferimento alle esportazioni verso l'Europa, Gazprom ha

del resto insistito sul fatto che una rinegoziazione della formula commerciale non rappresenta una novità in termini assoluti, in quanto comunque prevista nei contratti su base triennale. Infatti, gli accordi prevedono la reintegrazione da parte degli acquirenti delle quantità non acquistate alla scadenza dei tre anni. Quindi il problema anche per le società acquirenti è solo rimandato. Gazprom, la cui produzione è calata del 16% a 462 G(m³) nel 2009, è peraltro appesantito dai contratti di importazione dai Paesi dell'Asia centrale, negoziati a prezzi nell'ordine di 340 \$ per 1.000 m³, mentre il prezzo di vendita sul mercato europeo è sceso a meno di 280 \$. Gazprom deve a sua volta ridurre la produzione dai propri giacimenti a basso costo per onorare questi contratti di importazione.

In ogni caso la prospettiva di una sovrabbondanza di gas disponibile sui mercati mondiali, almeno fino alla metà del decennio, non può che avere un impatto sul meccanismo di formazione del prezzo basato su una formula di indicizzazione al petrolio ideata negli anni Sessanta del secolo scorso, in un quadro di domanda e di offerta completamente diverso da quello attuale. Significativo a questo riguardo è il fallimento del tentativo algerino, nell'ambito del Forum dei Paesi esportatori di gas, di trovare un accordo tra i Paesi per fissare il prezzo del gas in base alle quotazioni del petrolio. La forza di questo nuovo e inatteso regime dei prezzi del gas naturale viene evidenziata nella figura 1.10 che mette a

confronto l'andamento del prezzo nei tre principali mercati mondiali con il prezzo del greggio. Particolarmente manifesta è la forte divaricazione tra il prezzo del gas negli Stati Uniti e il prezzo del greggio, a partire da gennaio 2009. Tra gennaio e settembre 2009 il prezzo del greggio WTI è aumentato del 53%, mentre il prezzo del gas naturale commercializzato all'*Henry Hub* diminuiva del 43%; l'incremento nel gennaio 2010 era del 74% per il greggio contro appena l'11% per il gas. Questo comportamento si distingue nettamente da quello degli anni precedenti, quando l'andamento del prezzo all'*Henry Hub* risultava più allineato con il prezzo del WTI.

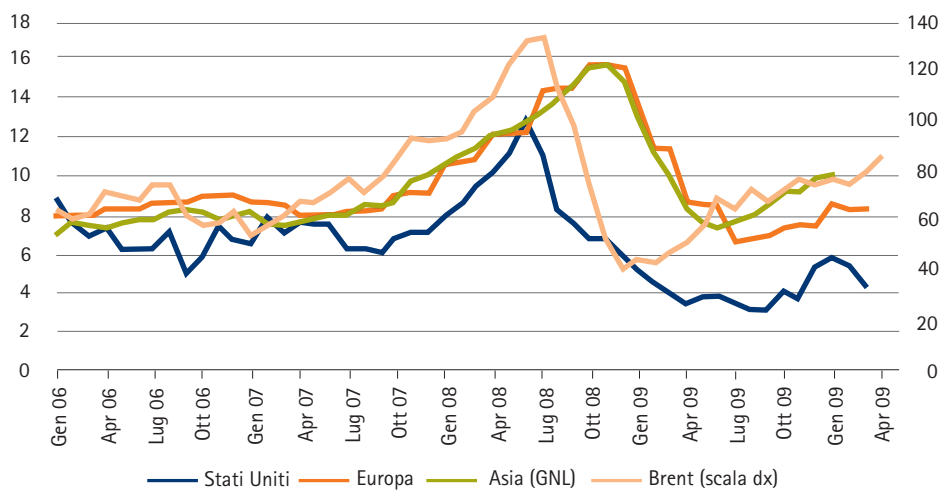


FIG. 1.10

Prezzo internazionale del gas naturale a confronto con il prezzo del greggio nel periodo 2005-2010
\$/MMBtu per il gas e \$/barile per il petrolio

Fonte: World Gas Intelligence, Bloomberg e Argus.

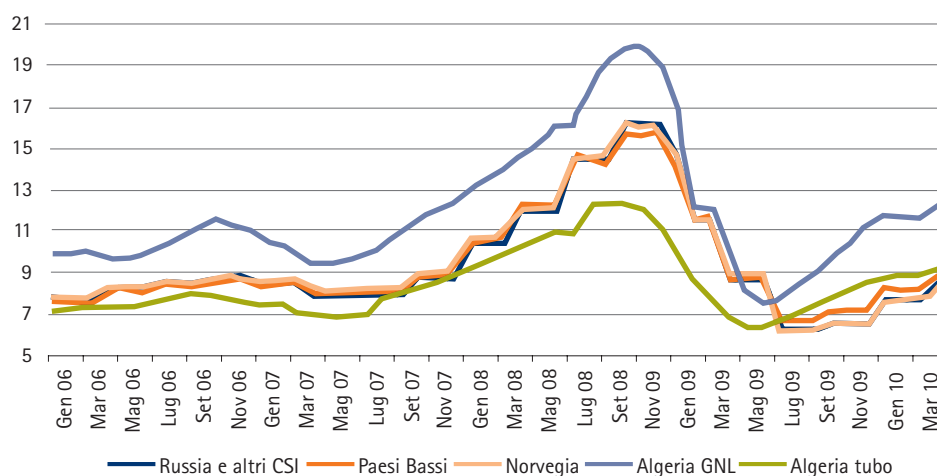


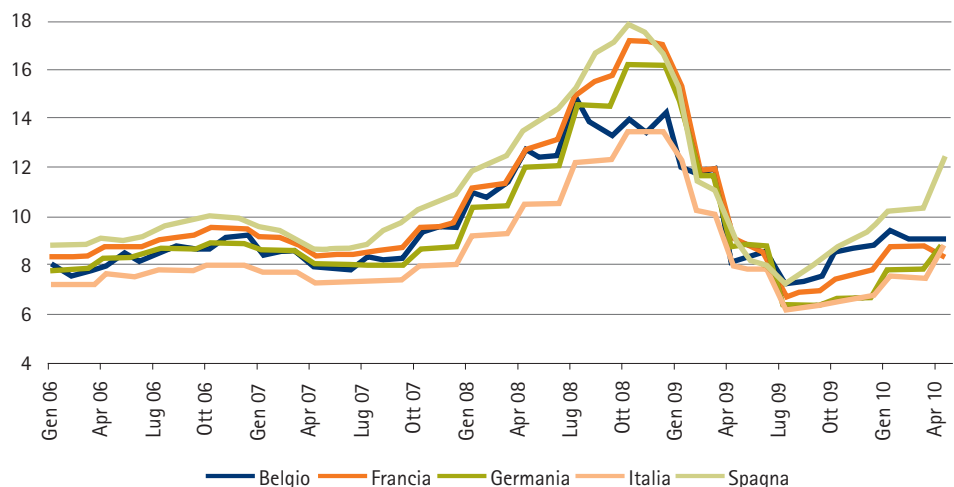
FIG. 1.11

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento nel periodo 2006-2009
\$/MMBtu

Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.12

Prezzo alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009 \$/MMBtu



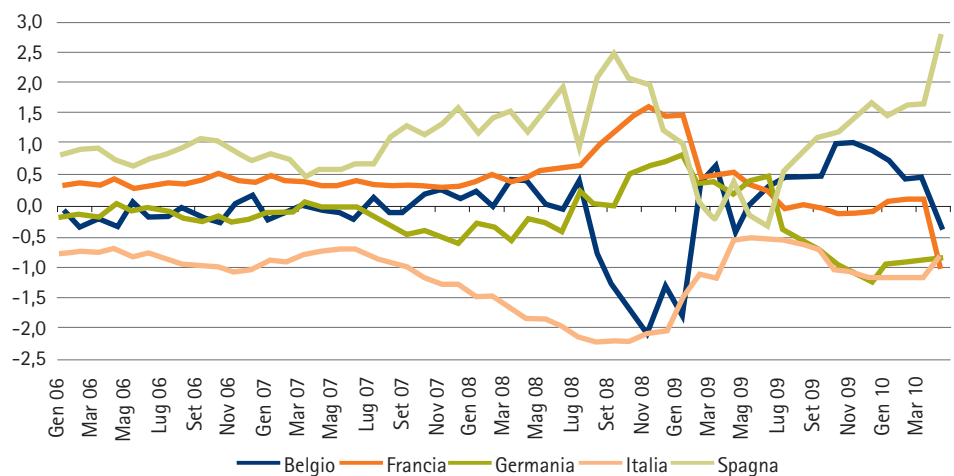
Fonte: World Gas Intelligence.

Attualmente l'indicizzazione ai prodotti petroliferi riguarda circa il 70% degli approvvigionamenti di gas naturale in Europa e oltre il 50% nell'area dell'Asia-Pacifico, mentre nell'area nordamericana il gas è quasi interamente commercializzato in modo indipendente su mercati concorrenziali. Queste differenze spiegano il diverso profilo del prezzo internazionale per il GNL diretto in Asia e delle forniture in Europa. Vi sono comunque significative differenze anche all'interno del merca-

to europeo, per quanto riguarda le forniture sia dei Paesi esportatori sia ai Paesi importatori, come evidenziato nelle figure 1.11 e 1.12. Particolarmente indicativo è lo scarto dal prezzo medio europeo (Fig. 1.13) che evidenzia lo stacco negativo del prezzo alla frontiera italiana rispetto a tutti gli altri Paesi consumatori: mediamente -1,2 \$/MMBtu negli ultimi quattro anni e -2,0 \$/MMBtu nel corso del 2008, anno di forte aumento del prezzo.

FIG. 1.13

Scarto dal prezzo medio alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009 \$/MMBtu



Fonte: Elaborazione AEEG su dati World Gas Intelligence.

Diverso è il discorso per il prezzo del gas al Punto di scambio virtuale (PSV) italiano che è rimasto sostanzialmente più alto di quello ai principali *hub* nordeuropei, mediamente di 5 €/m³, nel corso degli ultimi due anni (Fig. 1.9). Dati i più bassi costi del gas approvvigionato in Italia, lo scarto positivo è difficile da giustificare, se non come conseguenza della scarsa liquidità di questo *hub*, dovuta anche all'utilizzo limitato che ne fa l'operatore dominante, ma pure alla mancanza di un vero mercato del bilanciamento e ai forti vincoli alla capacità di importazione sui gasdotti internazionali.

Sviluppo dei gas non convenzionali

Iniziato sperimentalmente da più decenni, lo sviluppo di gas da scisti bituminosi ha avuto un'improvvisa accelerazione nel corso dell'ultimo decennio, soprattutto negli ultimi due anni, per opera di alcune piccole società specializzate nella perforazione orizzontale e nella frantumazione idraulica delle rocce. Assieme ad altre forme di gas non convenzionale (gas da depositi di carbone, gas di arenaria) la produzione di gas da scisti bituminosi rappresenta oramai complessivamente il 50% della produzione di gas negli Stati Uniti. A tale riguardo è significativo l'interesse presente in tutto il mondo per l'acquisizione di concessioni di sfruttamento di giacimenti di gas non convenzionale e di società specializzate nella produzione da questi giacimenti. Vale per tutti il caso dell'accordo tra Shell e PetroChina per l'acquisizione di diritti sulle maggiori riserve australiane di gas racchiuso nei giacimenti di carbone, mentre in Europa sono state avviate in

questi ultimi mesi le negoziazioni tra le multinazionali americane e le autorità polacche per la concessione delle riserve di scisti bituminosi delle aree di Lublin e Podlasie. I principali ostacoli allo sviluppo di queste risorse in Europa pare siano l'impatto ambientale sulle acque nel sottosuolo e la proprietà statale dei terreni con scarsi benefici per gli abitanti locali, oltre il fatto che la loro coltivazione necessita di perforazioni molto più distribuite rispetto a quanto accade per il gas convenzionale.

Le risorse di gas da scisti bituminosi ammontano a diverse volte le risorse di gas convenzionale. Secondo il Dipartimento dell'energia del governo americano (DOE) lo sviluppo di tali risorse permetterebbe la copertura di metà della domanda di gas degli Stati Uniti nel giro di due decenni, trasformando questo Paese in un potenziale esportatore. Lo sviluppo delle risorse di gas non convenzionale non può che avere significative implicazioni per la composizione dell'offerta di gas naturale a livello planetario nel corso del decennio.

Per fare un esempio, lo sviluppo dei giacimenti Shtokman di Gazprom, la cui produzione sarebbe stata per metà destinata agli Stati Uniti, ha dovuto essere rimandato in attesa di sufficienti garanzie sul lato della domanda. Queste potrebbero venire con la crescita del fabbisogno prevista nei Paesi asiatici, soprattutto in Cina e in India, ma non è attualmente all'ordine del giorno per via degli ingenti investimenti richiesti ma anche per lo sviluppo di gas non convenzionale in Australia e nella stessa Cina, che dispone di ampie risorse potenziali.

Mercato internazionale del carbone

Prezzi internazionali

Se nel 2008 l'andamento del prezzo internazionale del carbone

è stato praticamente sovrapponibile a quello del petrolio, sia nel mercato asiatico, sia in quello nordeuropeo, l'evoluzione nel 2009 ha confermato che le due fonti di energia seguono logi-

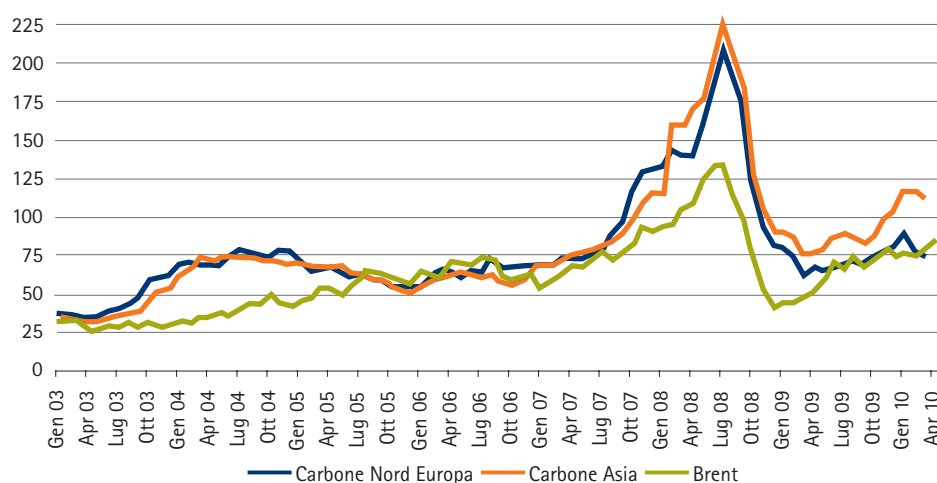
che e dinamiche diverse, come del resto era apparente già dalle rilevazioni per gli anni 2003-2006 e precedenti (Fig. 1.14).

Nei primi mesi del 2009 fino ad aprile-maggio è rallentata la caduta verticale dei prezzi iniziata nell'estate del 2008 con l'inizio della recessione in tutto il mondo. Almeno fino a settembre i prezzi sono rimasti abbastanza stabili sia sul mercato

Atlantico, sia su quello Pacifico, con oscillazioni che facevano temere agli investitori e ai *traders* un ulteriore calo dei prezzi. Tuttavia, a partire da ottobre, le quotazioni hanno ripreso a salire, soprattutto nel mercato Pacifico dove hanno oramai raggiunto i valori verificatisi all'inizio del 2008 e sembrano protese verso ulteriori incrementi.

FIG. 1.14

Prezzo internazionale del carbone termico e confronto con il prezzo del greggio Brent \$/t



Fonte: Platt's.

In tutto il 2009 i prezzi sul mercato Pacifico sono rimasti costantemente superiori a quelli del mercato Atlantico con un differenziale crescente che si è allargato da pochi euro alla tonnellata nel mese di gennaio, fino a raggiungere 16 €/t a fine anno, per aumentare ancora a 20 €/t nel mese di marzo 2010. In precedenza era in genere il mercato Atlantico a segnare i prezzi più elevati e comunque quasi mai con stacchi così forti.

In questo quadro sono significativi anche il differente livello e l'andamento diverso delle quotazioni dei carboni di diversa origine. Sul mercato Atlantico dopo il mese di set-

tembre si rileva un forte incremento dei prezzi per il carbone sudafricano di Richards Bay e per quello polacco, mentre il prezzo del Bolivar colombiano è rimasto stabile. Sul mercato Pacifico è stata molto forte la crescita del prezzo del Qinhuangdao cinese, seguito dal prezzo dei carboni australiani imbarcati nei porti di Newcastle e Gladstone e da quello del carbone russo, mentre le quotazioni dei carboni indonesiani del Kalimantan sono rimaste praticamente ferme. La tavola 1.8 riporta le quotazioni dei principali carboni mediate su tutto il 2009, in confronto al prezzo medio del mese di dicembre.

TAV. 1.8

	PREZZO MEDIO NEL 2009	
	INTERO ANNO	MESE DI DICEMBRE
Mercato Atlantico		
ARA cif Europa	70,4	79
Richards Bay	64,6	77
Bolivar colombiano	59,0	59
Baltico russo	62,4	59
Baltico polacco	62,8	60
Mercato Pacifico		
Australia Newcastle	71,8	88
Australia Gladstone	75,4	91
Qinhuangdao cinese	87,1	110
Kalimantan indonesiano 1	64,6	67
Kalimantan indonesiano 2	51,3	54
Pacifico russo	75,7	87

Prezzi medi dei principali carboni nel commercio internazionale

\$/t; prezzi *fob* al porto di imbarcazione (tranne per ARA cif Europa)

Una valutazione compiuta non può ignorare i noli che contribuiscono anche al 20-30% del costo finale del carbone. Il 2009 ha visto un più che dimezzamento del valore dei noli su tutte le rotte marittime rispetto ai noli verificati nel 2007 e nel 2008, anni di picco, per tornare a valori anche inferiori a quelli relativamente contenuti del 2005. I noli per il porto di Rotterdam sono scesi come media d'anno a circa 20 \$/t per il carbone australiano e americano, a 16 \$/t per il carbone colombiano e a meno di 15 \$/t per il carbone sudafricano. Il crollo del valore dei noli è essenzialmente una conseguenza della debolezza della domanda che ha obbligato le compagnie a ritardare le consegne e a stoccare il carbone nei porti.

Commercio internazionale

Con rare eccezioni tutti i Paesi hanno accusato un calo dei consumi di carbone termico nel 2009, legato soprattutto alla diminuzione della generazione elettrica e alla recessione economi-

ca. Tuttavia, l'impatto sul commercio internazionale, che rappresenta attorno al 20% dei consumi, è stato meno grave. Infatti, dopo il forte calo sofferto nel 2008 (-10,4%), dovuto anche ai prezzi elevatissimi, nel 2009 il commercio internazionale del carbone termico ha ripreso a crescere, seppure di poco se confrontato con il forte sviluppo degli anni precedenti: 1,5% contro il 16% come media del triennio 2005-2007 (Tav. 1.9). Tale andamento positivo risulta quasi esclusivamente dall'incremento delle importazioni cinesi, indotto dalla continua forte crescita dei consumi per la generazione elettrica e dal crollo dei prezzi sui mercati asiatici: da una media di 160 \$/t nel 2008, con un picco di 225 \$/t nel mese di luglio, a 85 \$/t come media del 2009. Escludendo l'import/export cinese, il commercio internazionale del carbone sarebbe calato di quasi il 7% rispetto all'anno precedente. L'Unione europea nel suo insieme ha confermato la consistente discesa oramai pluriennale anche nel 2009, come pure il Giappone. Perfino le importazioni indiane sono calate in misura non molto dissimile.

TAV. 1.9

Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo dal 2004 al 2009

Mt

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA								TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD- AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	
Esportazioni totali									
2004	99,5	89,7	32,2	44,9	80,9	15,1	12,5	59,4	434,1
2005	99,6	107,0	42,8	48,2	66,4	18,6	11,6	68,7	462,8
2006	112,7	124,7	64,4	59,8	58,9	39,5	11,3	100,9	572,2
Anno 2007	112,1	132,0	67,8	66,2	50,5	41,6	15,2	140,1	625,6
UE 27	2,8	8,5	49,9	40,9	0,4	26,1	7,6	0,5	136,6
Cina	1,5	8,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	31,6	41,7
India	0,6	15,8	0,0	4,6	0,5	0,0	0,0	24,0	45,5
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	10,8	32,3	0,0	20,4	4,4	15,5	7,6	10,2	101,2
Anno 2008	125,4	134,9	65,3	59,2	41,8	34,5	21,8	77,8	560,8
UE 27	3,0	11,0	50,3	35,6	0,4	19,5	12,7	12,1	120,6
Cina	2,1	8,7	0,4	0,2	0,0	0,0	0,1	18,3	29,7
India	0,9	16,0	0,0	2,8	0,8	0,0	0,1	32,4	53,0
Giappone	68,0	27,4	6,6	0,1	11,5	0,0	0,1	5,7	119,5
Corea	24,1	19,4	6,9	0,2	15,4	0,0	0,1	5,5	71,6
Taiwan	20,1	19,4	1,2	0,1	10,6	0,0	0,0	13,3	64,6
Altri	7,3	33,0	0,0	20,2	3,1	15,0	8,6	14,7	101,8
Anno 2009	139,3	127,2	67,1	58,2	21,7	38,3	15,9	101,7	569,5
UE 27	1,9	10,4	46,6	24,4	0,0	25,8	9,2	16,6	111,7
Cina	16,2	0,0	8,2	0,8	0,0	0,0	0,1	47,7	73,0
India	0,6	22,5	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	17,6	49,2
Giappone	60,7	23,6	6,3	0,2	6,2	0,0	0,1	9,3	106,5
Corea	29,0	22,6	4,1	0,5	9,5	0,0	0,1	11,8	77,5
Taiwan	20,1	18,4	2,0	0,9	4,9	0,0	0,0	12,9	59,1
Altri	10,9	29,8	0,0	22,9	1,1	12,5	6,5	9,1	92,6

Fonte: Platt's.

Le importazioni cinesi sono cresciute da meno del 2% delle importazioni totali nel 2006 a quasi il 13% nel 2009. Esse rappresentano poco più del 5% dei consumi totali della Cina nel 2009 e questo Paese non avrebbe forse problemi a produrre autonomamente le quantità importate. Tuttavia, come si può capire dai dati della tavola 1.8, le esportazioni cinesi sono in forte calo ormai dal 2004. Depurate delle importazioni di carbone termico, le esportazioni nette sono calate da 83 milioni di tonnellate nel 2003, a 48 milioni nel 2006, a 8 milioni nel 2007 e il Paese è diventato un importatore netto per 51 milio-

ni di tonnellate nel 2009. Considerando le ingenti quantità di carbone necessarie per alimentare le centrali elettriche previste in crescita al 7% all'anno, sembra pertanto verosimile che la domanda della Cina si riverserà sempre di più sui mercati internazionali in funzione anche del prezzo. Per via delle dimensioni in gioco, questo Paese è in grado di influenzare i prezzi del carbone in modo sensibile ed è probabile che gli aumenti di prezzo, verificatisi già nella seconda metà del 2009 e intensificatisi nei primi mesi del 2010, siano da attribuire almeno in parte a tale fenomeno.

Domanda e offerta di energia in Italia

Come era da attendersi, il collasso dell'economia nel corso del 2009 si è riflesso pesantemente sul bilancio dell'energia, determinando un calo generalizzato dei consumi, della produzione e dell'import/export, seppure con significative differenze tra le fonti e i settori (Tav. 1.1). Rispetto al 2008 il consumo di energia primaria nel suo complesso è diminuito del 5,8%, la trasformazione in energia elettrica del 7,8%, le importazioni dell'8,6%, le esportazioni del 10,7%. È invece leggermente aumentata (dello 0,7%) la produzione complessiva, ma solo per l'apporto consistente dell'energia idroelettrica e delle altre fonti rinnovabili. La produzione di fonti fossili è infatti calata del 13,4%, continuando il lungo declino iniziato oramai da più di un decennio, mentre in termini lordi la produzione idrica è cresciuta del 9,6%, l'eolica del 25,2%, la fotovoltaica del 28,9%. Queste ultime due fonti di energia rimangono comunque di gran lunga minoritarie rispetto all'energia idroelettrica; rispettivamente 6,1 TWh e 0,75 TWh, contro 51,7 TWh.

In tema di generazione elettrica il settore delle rinnovabili è uno dei pochi comparti energetici che ha segnato un aumento, anche molto significativo (12,2%), nel corso del 2009, grazie soprattutto alla fortissima producibilità idroelettrica, prossima ai massimi storici nella prima metà dell'anno e addirittura superiore nel mese di aprile. La generazione termoelettrica da carbone è calata vistosamente (-10,8%), ma è stata ancora più forte la caduta della generazione da gas naturale (-15,7%), anche rispetto al petrolio (-8,9%), già da molti anni in via di uscita dal sistema elettrico nazionale. Tale andamento inconsueto è attribuibile allo scompaginamento dei prezzi relativi che sono crollati dai massimi del 2008 con dinamiche dissimili e in misura diversa. Nel primo trimestre del 2009 il costo di generazione riferito al solo combustibile poteva stimarsi in circa 83 €/MWh per il gas naturale, contro 44 €/MWh per l'olio combustibile BTZ e 24 €/MWh per il carbone. Nell'ultimo trimestre la maggiore convenienza del petrolio in confronto al gas naturale era del tutto rientrata con un costo medio valutabile in 70 €/MWh rispetto ai 41 €/MWh del gas naturale e

ai 23 €/MWh del carbone. Per l'anno nel suo complesso la generazione da gas naturale rimaneva tuttavia leggermente più cara che non quella da petrolio (61 €/MWh contro 59 €/MWh).

I consumi negli usi finali sono nel complesso calati del 5,6%. In termini di singole fonti il crollo più vistoso si è avuto per gli usi del carbone (-49,7%), seguiti a distanza da quelli dell'energia elettrica e del petrolio (-6,5% e -5,5%) e, infine, del gas naturale (-2,8%). La caduta dei consumi proviene soprattutto dal settore industriale (-18,8%). I bunkeraggi sono diminuiti del 10,1% riflettendo il calo del commercio internazionale e del trasporto aereo. Anche i trasporti interni hanno accusato un decremento, seppure non così drammatico come per l'industria (-1,8%), riflettendo la tenuta del trasporto privato; in questo settore è significativo l'aumento degli usi del gas naturale (9,3%) seppure ancora poco importante in termini assoluti. Solo i settori degli usi civili e, in minore misura, quello dell'agricoltura hanno evidenziato un aumento dei consumi, il primo anche alquanto forte (3,5%) in relazione all'inverno relativamente rigido. Per gli usi civili si rileva un significativo aumento sia per il gas naturale sia per l'energia elettrica.

A ben vedere la caduta dei consumi avvenuta nel 2009, seppure molto più forte che nel 2008 (-5,8% contro -1,5%) era già in atto da diversi anni. Infatti, con qualche notevole eccezione, tra cui spiccano la produzione e il consumo di fonti rinnovabili, la maggior parte degli indicatori energetici nazionali era in calo a partire dal 2005-2006 (Tav. 1.10 e 1.11). Anche l'intensità energetica del prodotto interno lordo sembrerebbe indicare una rottura rispetto all'andamento verificato negli anni storici, soprattutto per quanto riguarda l'energia elettrica (Fig. 1.5). Rimane da vedere se il contenimento delle variabili energetiche evidenziato negli ultimi anni è frutto di una maggiore efficienza degli usi energetici, magari in combinazione con una ristrutturazione del sistema industriale ed energetico che si propagherà anche nel futuro, oppure se corrisponde semplicemente a un periodo di pausa prima di una ripresa che potrebbe anche rivelarsi impetuosa, come sempre capita dopo una fase di stallo.

TAV. 1.10

Bilancio energetico nazionale nel 2008 e 2009

Milioni di tep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2009						
Produzione	0,42	6,57	4,57	18,34	0,00	29,90
Importazione	12,68	56,74	94,61	1,05	10,25	175,32
Esportazione	0,22	0,10	25,83	0,09	0,47	26,70
Variazione scorte	-0,46	-0,73	-0,53	-0,01	0,00	-1,73
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,35	63,92	73,88	19,32	9,78	180,25
Consumi e perdite del settore energetico	-0,66	-1,11	-5,14	-0,10	-40,08	-47,09
Trasformazione in energia elettrica	-10,61	-23,40	-5,66	-15,48	55,16	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	2,07	39,41	63,08	3,73	24,86	133,16
- industria	1,99	12,25	5,99	0,39	9,46	30,07
- trasporti	0,00	0,60	40,29	1,09	0,93	42,92
- usi civili	0,00	25,85	5,00	2,01	13,99	46,86
- agricoltura	0,00	0,14	2,43	0,24	0,49	3,30
- sintesi chimica	0,08	0,57	5,98	0,00	0,00	6,62
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,39	0,00	0,00	3,39
ANNO 2008						
Produzione	0,55	7,58	5,22	16,33	0,00	29,68
Importazione	16,77	62,95	101,73	0,81	9,56	191,82
Esportazione	0,20	0,17	28,67	0,10	0,75	29,89
Variazione scorte	0,38	0,84	-0,97	0,05	0,00	0,30
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,74	69,52	79,24	16,99	8,81	191,30
Consumi e perdite del settore energetico	-0,74	-1,22	-6,25	-0,09	-41,89	-50,18
Trasformazione in energia elettrica	-11,89	-27,77	-6,22	-13,80	59,68	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	4,11	40,53	66,78	3,10	26,60	141,12
- industria	3,98	14,43	7,02	0,37	11,61	37,41
- trasporti	0,00	0,55	41,54	0,66	0,93	43,68
- usi civili	0,01	24,72	5,13	1,84	13,57	45,26
- agricoltura	0,00	0,14	2,39	0,23	0,49	3,24
- sintesi chimica	0,13	0,70	6,94	0,00	0,00	7,76
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,77	0,00	0,00	3,77

(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.

TAV. 1.11

Andamento di alcuni indicatori del sistema energetico nazionale nel periodo 2004-2009

Milioni di tep

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Energia primaria totale	195,5	197,8	196,2	194,2	191,3	180,2
Impieghi finali totali	143,4	146,6	145,7	143,2	141,1	133,2
Importazioni di petrolio	107,6	108,4	107,0	107,8	101,7	94,6
Consumo interno di gas naturale	66,2	71,2	69,7	70,0	69,5	63,9
Importazioni di gas naturale	55,5	60,6	63,9	61,0	63,0	56,7
Input totale alla generazione elettrica	59,3	58,2	59,5	59,2	59,7	55,2
Consumo del settore trasporti	44,4	44,0	44,5	44,9	43,7	42,9
Input di gas alla generazione elettrica	23,1	25,3	26,0	28,3	27,8	23,4
Produzione di energia rinnovabile	13,5	12,7	13,4	13,6	16,3	18,3
Importazione di carbone	17,1	17,0	17,2	17,2	16,7	13,3

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

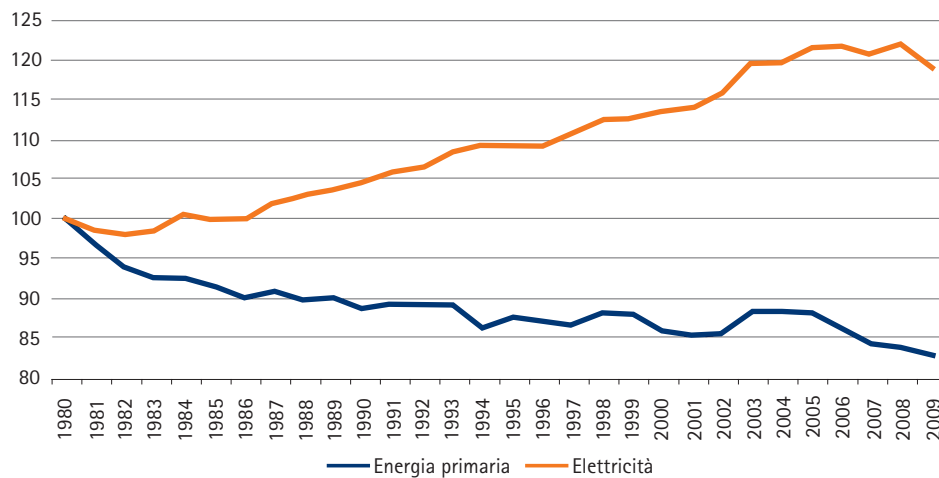


FIG. 1.15

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

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

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

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) 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 dall'anno 1985. Negli anni, e in particolare con la piena liberalizzazione dei mercati, si sono rese necessarie alcune modifiche della metodologia di raccolta dati. Dall'1 luglio 1991 i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della Direttiva 90/377/EEC, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La rilevazione relativa ai prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla Direttiva 90/377/EEC, è stata condotta da Eurostat sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri. La Commissione

europea, con la Decisione 2007/394/CE, ha rivisto la 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 dall'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/EEC, 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 metodologia di rilevazione dei prezzi in vigore dal 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 sulle base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas. Si precisa che, con la nuova metodologia di rilevazione, la quale ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione, con riferimento al nostro Paese, 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 le figure riportate nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione, con riferimento all'anno 2009 ed estratti dal database Eurostat in data 4

maggio 2010. Si segnala che, per alcuni Paesi, i dati relativi al secondo semestre dell'anno in esame sono stati forniti in forma provvisoria.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, 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 Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema. Inoltre i prezzi rilevati da Eurostat non comprendono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2009 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (<1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi superiori di circa il 20%, 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 di 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, il quadro appare decisamente diverso, con prezzi italiani al lordo delle imposte inferiori del 4% rispetto ai livelli medi europei, e prezzi al netto delle imposte moderatamente superiori alla

media dell'Unione europea (+2%). Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori a 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi in linea con la media europea. Per i consumi più elevati, i prezzi italiani evidenziano scostamenti positivi rispetto ai corrispondenti prezzi medi europei (Tav. 1.12).

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 con i prezzi danesi, tedeschi, irlandesi e austriaci. Al di sotto della media europea si attestano invece i prezzi di Portogallo, Regno Unito, Finlandia e Francia, mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (ex Repubbliche sovietiche). 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 misu-

ra sottovalutate rispetto all'euro. Occorre ricordare inoltre che, mentre la Danimarca e la Germania vengono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Regno Unito presenta un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5%, ben al di sotto della media europea che è superiore al 20%). Il confronto con l'anno precedente, riferito alla medesi-

ma classe di consumo, evidenzia una diminuzione dei prezzi dell'energia elettrica per usi domestici in Italia (-4%), Danimarca (-3%), Svezia (-6%) e Regno Unito (-6%), mentre in Spagna si è verificato un aumento del 12%, rispetto a un incremento medio per i prezzi europei che si attesta intorno all'1% (Fig. 1.16).

TAV. 1.12

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 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	18,74	27,27	14,81	20,95	13,80	19,09	12,69	17,46	11,54	15,86
Belgio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bulgaria	6,96	8,34	6,85	8,23	6,85	8,21	6,83	8,18	6,78	8,13
Cipro	12,83	14,97	12,08	14,11	13,73	16,00	14,00	16,32	14,21	16,55
Danimarca	14,14	29,18	14,14	29,18	11,81	26,26	10,10	23,30	10,10	23,30
Estonia	7,25	9,46	7,18	9,39	7,04	9,21	6,79	8,92	5,98	7,95
Finlandia	19,18	24,47	12,55	16,39	9,71	12,93	8,51	11,45	6,96	9,56
Francia	12,15	15,65	10,80	14,14	9,25	12,27	8,06	10,82	7,73	10,44
Germania	24,56	35,83	15,85	25,31	13,80	22,88	12,53	21,30	12,24	20,63
Grecia	9,81	10,74	8,63	9,46	9,99	10,93	11,75	12,85	14,20	15,52
Irlanda	37,41	42,46	19,74	22,41	17,12	19,43	15,53	17,63	13,57	15,40
Italia^(A)	23,10	28,37	13,85	16,91	15,24	20,50	19,61	26,12	23,32	30,22
Lettonia	9,58	10,54	9,58	10,53	9,58	10,53	9,57	10,53	9,54	10,49
Lituania	8,32	9,98	8,09	9,69	7,84	9,39	7,44	8,91	6,80	8,15
Lussemburgo	23,90	26,84	17,97	20,52	16,36	18,82	14,79	17,00	11,92	13,93
Malta	22,65	23,78	17,23	18,09	15,34	16,11	15,98	16,78	20,27	21,28
Paesi Bassi ^(B)	24,95	n.d.	16,25	11,45	14,15	18,75	13,10	22,65	12,10	18,90
Polonia	12,00	15,20	9,85	12,58	9,47	12,11	8,74	11,22	8,65	11,12
Portogallo	28,71	32,83	15,13	17,60	13,24	15,51	11,90	14,01	11,07	13,09
Regno Unito	15,77	16,62	14,65	15,38	13,70	14,37	12,23	12,80	11,90	12,51
Rep. Ceca	23,12	27,66	17,48	20,93	11,32	13,59	9,39	11,32	8,18	9,88
Romania	8,11	9,73	8,16	9,79	8,15	9,78	7,85	9,43	7,62	9,16
Slovacchia	19,68	23,42	14,48	17,23	13,03	15,50	12,78	15,21	10,64	12,66
Slovenia	19,90	27,54	12,07	15,81	10,60	13,53	10,10	12,64	10,17	12,53
Spagna	25,76	31,41	15,15	18,48	13,38	16,31	12,35	15,06	11,58	14,12
Svezia	18,65	26,47	11,91	18,07	10,50	16,24	8,67	13,99	7,86	12,95
Ungheria	13,05	15,78	13,26	16,02	12,74	15,40	11,76	14,23	11,91	14,40
<i>Croazia</i>	<i>16,07</i>	<i>19,68</i>	<i>9,74</i>	<i>11,85</i>	<i>9,34</i>	<i>11,58</i>	<i>8,92</i>	<i>11,04</i>	<i>8,52</i>	<i>10,63</i>
<i>Norvegia</i>	<i>28,77</i>	<i>37,51</i>	<i>17,59</i>	<i>23,54</i>	<i>11,28</i>	<i>15,64</i>	<i>7,82</i>	<i>11,33</i>	<i>6,78</i>	<i>10,03</i>
Unione europea^(C)	18,59	24,06	13,52	17,59	12,24	16,48	11,49	15,81	11,30	15,51

(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.

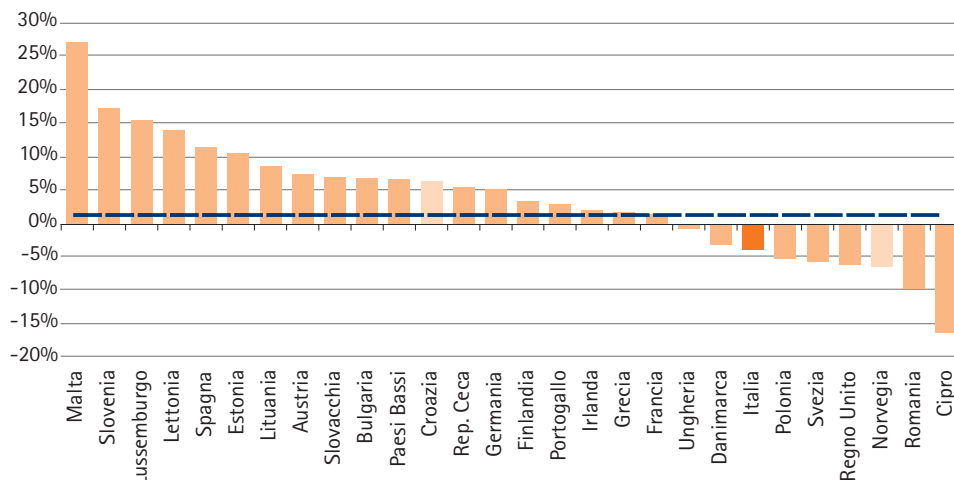
(C) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (27 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi domestici nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea,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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.16

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2009-2008 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh^(A)



(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea (aggregato di 27 Paesi) calcolato da Eurostat. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due Paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Con riferimento alle classi di consumo superiori a 5.000 kWh annui, nel 2009 i prezzi lordi italiani hanno registrato variazioni positive comprese tra circa il 10% e il 30% rispetto all'anno precedente, risultando più elevati dei corrispondenti prezzi medi europei di oltre il 60%. Tale dinamica è in parte imputabile alla riforma del sistema tariffario per i consumatori domestici, entrata in vigore l'1 giugno 2009, che ha comportato una penalizzazione delle classi di consumo molto alte, marginali peraltro in termini di numero di famiglie interessate, a favore delle soglie di consumo inferiori. L'effetto che si è avuto nel 2009 dovrebbe tuttavia risultare ridimensionato già a partire

dal 2010 a seguito delle revisioni decise dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Inoltre, con delibera 19 aprile 2010, ARG/elt 56/10, l'Autorità ha introdotto nuove disposizioni in materia di connessioni per l'alimentazione di pompe di calore a uso domestico e di veicoli elettrici; ciò allo scopo di evitare penalizzazioni per gli utenti interessati derivanti 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 a 2.500 kWh.

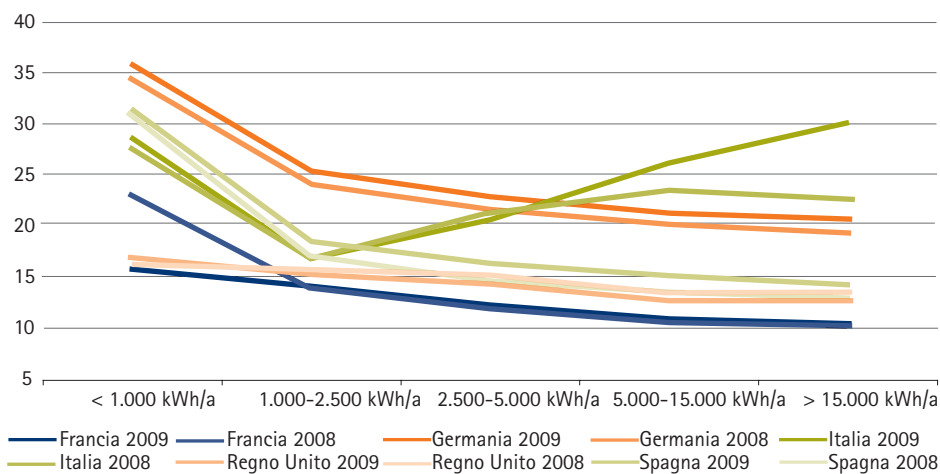


FIG. 1.17

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

Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2009 le imprese italiane hanno pagato prezzi dell'energia elettrica, sia al lordo sia al netto delle imposte, superiori alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti generalmente superiori al 25% per le classi più basse e progressivamente inferiori per consumi oltre 20 MWh annui (Tav. 1.13). Anche i prezzi lordi pagati dalle imprese danesi 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 Danimarca, Germania e Italia presentano anche livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati. Rispetto ai prezzi registrati nel 2008 per la medesima classe di consumo, tra i Paesi che evidenziano diminuzioni maggiori in termini percentuali risultano Irlanda, Svezia e Danimarca, mentre sono in aumento quelli di Lettonia, Lussemburgo, Slovacchia e Spagna. In incremento sono anche i prezzi italiani, ma con una variazione percentuale (1,6%) minore rispetto alla media europea (4,5%) (Fig. 1.18).

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 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	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bulgaria	7,67	9,28	7,21	8,72	6,37	7,72	5,83	7,08	5,19	6,34	4,68	5,73
Cipro	15,19	17,69	15,06	17,54	13,18	15,38	12,01	14,03	10,91	12,77	10,90	12,76
Danimarca	10,14	23,70	8,19	21,69	7,66	21,02	7,59	21,02	6,92	20,15	6,92	20,15
Estonia	7,49	9,66	6,28	8,22	5,81	7,67	5,04	6,75	4,08	5,52	3,98	5,40
Finlandia	8,12	10,23	7,50	9,47	6,60	8,37	6,35	8,06	5,23	6,71	5,08	6,52
Francia	10,10	13,28	7,87	10,39	6,33	8,25	5,90	7,81	5,90	8,01	4,90	6,81
Germania	16,31	23,47	11,48	17,46	9,67	15,10	8,38	13,49	7,71	12,33	7,59	11,94
Grecia	14,51	16,50	11,18	12,80	9,01	10,29	7,80	8,95	6,95	8,02	6,01	6,90
Irlanda	17,30	19,64	14,50	16,45	11,88	13,46	10,18	11,48	9,20	10,12	8,21	9,34
Italia^(A)	20,11	28,16	13,33	18,73	11,90	16,67	10,71	14,30	9,52	12,15	8,29	10,07
Lettonia	11,55	13,97	9,64	11,66	8,95	10,84	8,42	10,23	7,95	9,61	7,21	8,72
Lituania	10,91	13,07	9,74	11,66	8,57	10,27	7,24	8,67	6,82	8,17	n.d.	n.d.
Lussemburgo	18,13	21,06	12,63	13,91	11,07	12,28	9,10	9,92	6,54	6,94	n.d.	n.d.
Malta	15,68	16,46	15,33	16,09	13,99	14,69	10,45	10,98	10,45	10,98	10,45	10,98
Paesi Bassi	16,30	24,05	10,65	17,40	9,35	13,30	8,80	12,05	8,70	11,30	8,65	11,35
Polonia	13,52	17,06	10,34	13,18	8,72	11,20	7,78	10,05	7,33	9,50	6,87	8,94
Portogallo	14,15	16,57	10,44	11,95	9,26	9,87	8,26	8,72	6,76	7,18	5,76	6,07
Regno Unito	13,33	15,73	11,27	13,43	10,25	12,24	9,26	11,03	9,09	10,73	8,97	10,62
Rep. Ceca	16,65	19,94	13,53	16,21	10,84	13,03	9,48	11,41	8,82	10,61	8,82	10,63
Romania	10,13	12,11	9,70	11,58	8,20	9,80	7,24	8,66	6,44	7,71	5,82	6,97
Slovacchia	21,67	25,87	16,68	19,93	14,06	16,82	12,60	15,07	10,92	13,08	9,75	11,68
Slovenia	16,04	20,37	13,04	16,15	9,92	12,49	8,01	10,18	6,56	8,20	7,21	9,00
Spagna	16,30	19,87	12,61	15,38	10,82	13,19	8,98	10,95	7,89	9,62	6,84	8,34
Svezia	11,48	14,40	7,67	9,63	6,73	8,47	5,92	7,44	5,39	6,78	4,94	6,22
Ungheria	11,84	14,43	12,41	15,11	12,49	15,21	11,04	13,47	10,71	13,08	9,06	11,10
<i>Croazia</i>	<i>11,11</i>	<i>13,76</i>	<i>9,95</i>	<i>12,33</i>	<i>8,72</i>	<i>10,84</i>	<i>7,43</i>	<i>9,27</i>	<i>6,07</i>	<i>7,56</i>	<i>5,38</i>	<i>6,75</i>
<i>Norvegia</i>	<i>7,04</i>	<i>10,34</i>	<i>6,74</i>	<i>9,97</i>	<i>6,69</i>	<i>9,91</i>	<i>5,56</i>	<i>8,50</i>	<i>4,56</i>	<i>7,25</i>	<i>3,06</i>	<i>5,37</i>
Unione europea^(B)	14,35	19,40	10,82	14,81	9,36	12,79	8,30	11,34	7,69	10,37	7,08	9,56

(A) Per l'Italia non è disponibile il prezzo 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 di ritardo nella pubblicazione di un prezzo, 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.

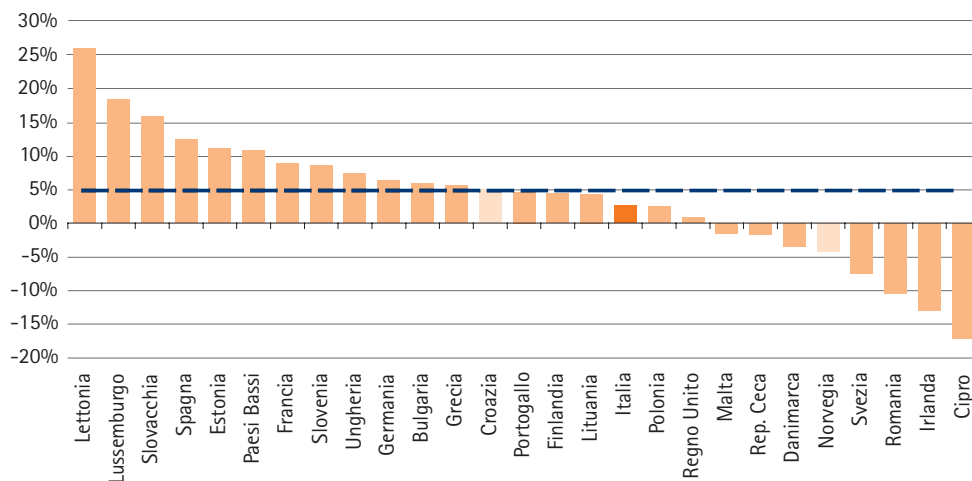


FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2009-2008 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh^(A)

(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione percentuale del prezzo medio ponderato con i consumi nazionali (aggregato di 27 Paesi), calcolato da Eurostat. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due Paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.19 mette in evidenza l'elevato livello dei prezzi italiani pagato dalle imprese rispetto ai prezzi prevalenti nei principali Paesi europei, in particolare per i livelli di consumo inferiore. Con riferimento alle classi di consumo elevate,

tuttavia, il posizionamento dell'Italia migliora moderatamente nel 2009 rispetto al 2008, mostrando prezzi pagati dalle utenze industriali inferiori, per esempio, a quelli della Germania.

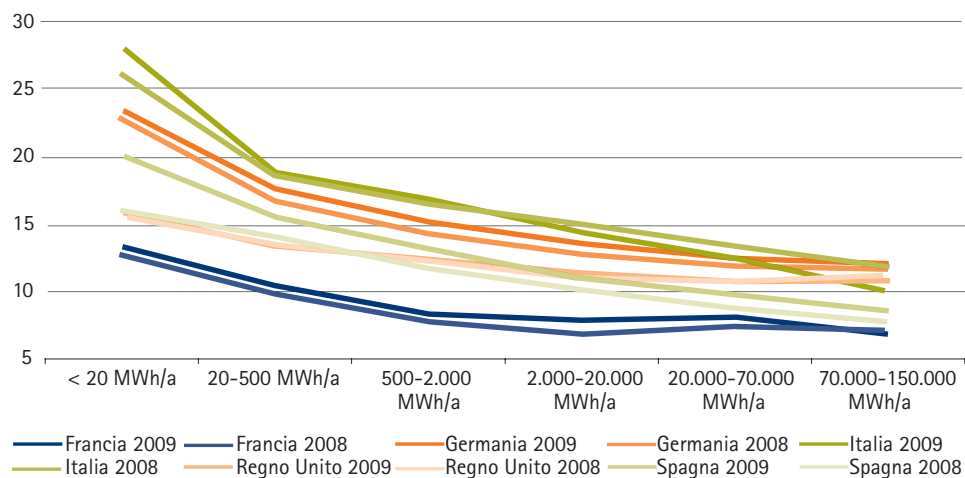


FIG. 1.19

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2009 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 acqua sanitaria, consumi annui inferiori a 525 m³), mentre, per le classi più alte (utilizzo del gas anche per il riscaldamento), il prezzo è rimasto in

linea con quello medio europeo se calcolato al netto delle imposte, ma si è collocato a un livello superiore se calcolato al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 15%) (Tav. 1.14). Si ricorda che in Italia circa il 23% delle famiglie appartiene alla fascia più bassa di consumo (utilizzo gas solo per cottura cibi e produzione acqua calda) e paga il gas, in larga misura, sulla base delle condizioni economiche determinate dall'Autorità.

TAV. 1.14

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2009

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	59,81	81,60	48,73	67,12	42,75	59,46
Belgio	71,40	88,24	47,57	59,29	43,68	54,63
Bulgaria	35,88	43,07	36,18	43,42	37,15	44,58
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	48,87	99,60	48,87	99,60	48,87	99,60
Estonia	33,53	41,34	32,39	40,03	32,26	39,81
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	100,01	113,16	51,13	59,94	44,86	53,33
Germania	77,60	103,03	48,67	65,38	43,17	58,85
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	61,65	69,97	55,64	63,16	52,54	59,62
Italia	54,40	74,00	45,40	68,30	43,30	70,65
Lettonia	69,90	76,97	43,36	47,71	42,61	46,95
Lituania	58,22	69,33	36,88	43,94	33,44	39,81
Lussemburgo	71,30	78,42	44,03	50,44	39,12	46,86
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	73,55	113,25	47,85	79,63	44,54	74,90
Polonia	46,44	56,66	36,79	44,89	33,86	41,31
Portogallo	78,82	82,75	59,79	63,38	52,17	54,79
Regno Unito	47,95	50,35	42,94	45,07	37,89	39,77
Rep. Ceca	63,35	75,38	42,97	51,13	42,11	50,12
Romania	17,85	29,86	17,77	29,63	17,64	29,00
Slovacchia	88,58	105,42	41,66	49,57	41,74	49,66
Slovenia	66,26	83,10	49,72	63,27	48,14	61,39
Spagna	64,83	75,20	52,28	60,64	43,12	50,01
Svezia	93,38	145,23	55,96	98,27	51,44	92,67
Ungheria	43,10	52,81	41,37	50,65	40,92	50,12
Croazia	27,94	34,19	27,94	34,19	27,94	34,19
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea^(A)	65,31	81,50	45,90	58,85	41,45	54,47

(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, 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.

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), figurano anche la Danimarca, la Svezia, i Paesi Bassi, l'Austria, la Germania, il Portogallo, l'Irlanda, la Spagna e la Francia. Per la Svezia, i Paesi Bassi, la Danimarca e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate. Con riferimento alla medesima classe di consumo, il prezzo medio europeo al netto delle imposte evidenzia un calo, in termini percentuali, rispetto al 2008 (-5,9%); a livello nazionale, tra i Paesi con riduzioni più

significative, si collocano la Germania (-13,2%), la Svezia (-7,3%), l'Italia (-6,8%) e la Spagna (-6,6%), mentre incrementi si registrano soprattutto nei Paesi dell'Europa orientale e, in misura minore, in Austria e in Francia (Fig. 1.20)

Nel confronto con i principali Paesi europei i prezzi italiani netti risultano, con riferimento alle prime due classi di consumo domestico, superiori a quelli del Regno Unito e inferiori ai prezzi di Francia, Germania e Spagna; relativamente ai consumi maggiori di 5.254 m³ annui, il prezzo italiano è in linea con i livelli registrati in Germania e in Spagna, mentre si conferma superiore al prezzo pagato nel Regno Unito (Fig. 1.21).

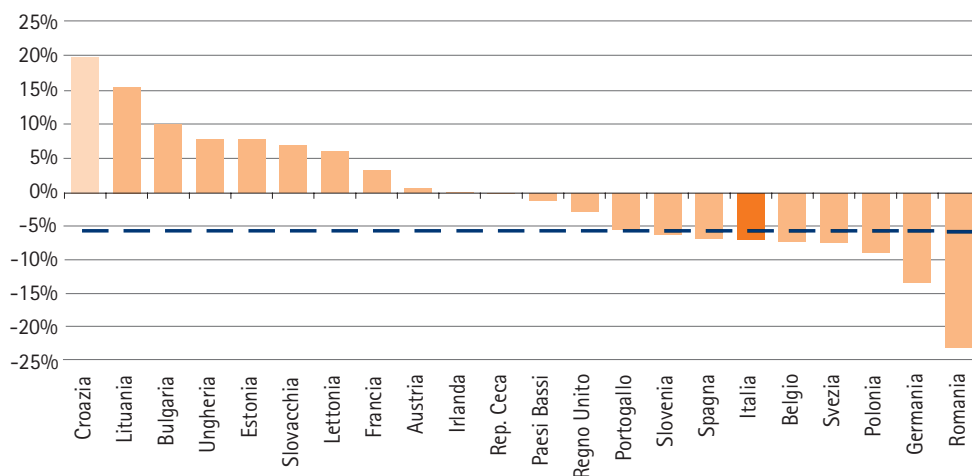


FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale dei prezzi^(A) al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³; 2009-2008

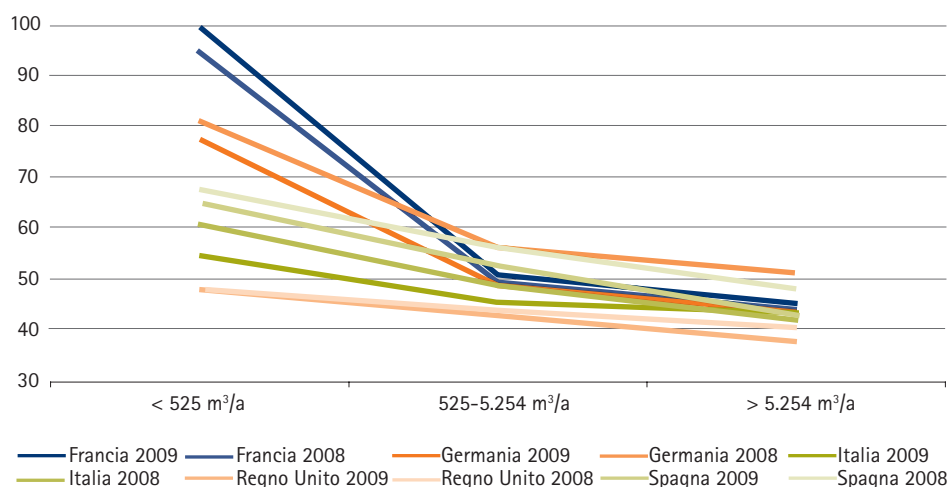
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali per l'Unione europea calcolato da Eurostat. Nel grafico è rappresentata anche la variazione di prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.21

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

Prezzi al netto delle imposte;
c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2009, i prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli superiori alla media europea per le classi di consumo fino 263 k(m³)/anno, con scostamenti positivi intorno al 10%, e moderatamente inferiori per i livelli di consumo più elevati. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano superiori alla media europea per tutte le classi di consumo, con scostamenti positivi compresi tra il 4% e il 10% (Tav. 1.15).

Con riferimento alla classe di consumo 2,63-26,27 M(m³)/anno, Danimarca, Svezia, Germania e Belgio, penalizzati dagli alti livelli di tassazione, evidenziano prezzi lordi superiori alla media europea, mentre Portogallo, Regno Unito, Irlanda e Spagna si collocano, insieme con l'Italia, sui livelli relativamente inferiori, insieme con altri Paesi dell'Europa orientale. Rispetto all'anno precedente, i prezzi finali al netto delle imposte della medesima classe di consumo evidenziano in Italia una riduzione del 14,3%, valore superiore rispetto al calo registrato mediamente a livello europeo, pari al 13,2%. A eccezione della Bulgaria, i prezzi del gas naturale sono diminuiti in tutti i Paesi dell'Unione europea, per i quali sono disponibili i dati per gli anni oggetto di confronto (Fig. 1.22).

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2009

 Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO k(m ³)									
	< 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	44,08	55,11	38,77	48,29	31,98	40,05	30,02	39,46	24,55	32,57
Bulgaria	30,99	37,18	30,33	36,39	27,98	33,58	25,45	30,53	24,88	29,86
Cipro	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Danimarca	48,86	99,60	48,86	99,60	24,43	68,96	22,59	66,67	n.d	n.d
Estonia	29,44	37,34	27,30	34,23	24,88	31,43	23,83	29,98	23,65	29,46
Finlandia	n.d	n.d	n.d	n.d	29,31	38,26	28,55	37,12	26,46	34,83
Francia	45,40	55,01	39,14	47,47	34,76	42,28	29,43	34,76	26,21	30,42
Germania	42,68	55,87	40,83	53,66	36,83	48,92	32,09	43,27	27,01	37,23
Grecia	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d
Irlanda	51,81	58,80	38,15	43,25	31,62	34,95	28,82	30,89	n.d	n.d
Italia	44,45	62,20	41,35	52,85	33,90	39,60	30,15	33,35	29,40	31,75
Lettonia	43,61	52,86	39,05	47,30	35,30	42,74	32,77	39,70	30,01	36,38
Lituania	34,30	40,85	33,13	39,46	31,00	36,92	25,84	30,85	n.d	n.d
Lussemburgo	48,39	52,33	43,38	47,34	40,05	42,96	27,14	29,28	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	46,48	77,93	41,09	65,08	33,86	47,63	29,99	38,95	24,67	30,23
Polonia	37,03	45,18	34,34	41,90	30,63	37,36	26,69	32,56	23,85	29,10
Portogallo	53,33	56,01	39,76	41,75	32,42	34,04	25,66	26,93	28,60	30,03
Regno Unito	40,90	48,55	29,98	36,24	25,73	31,02	23,34	27,78	17,65	20,73
Rep. Ceca	42,34	51,84	34,44	42,44	30,86	38,18	27,58	34,28	26,43	32,91
Romania	17,71	29,42	17,54	28,86	17,07	28,11	15,98	24,81	16,27	24,07
Slovacchia	48,02	57,98	42,22	51,08	37,78	45,78	34,03	41,33	32,03	38,95
Slovenia	53,03	67,25	50,21	63,86	38,39	49,66	n.d	n.d	n.d	n.d
Spagna	46,97	54,48	35,70	41,42	30,89	35,84	26,62	30,88	24,40	28,30
Svezia	51,87	73,04	46,68	66,77	38,41	56,17	31,96	48,11	30,86	47,00
Ungheria	42,76	53,65	41,24	51,76	33,42	42,08	28,44	35,99	27,53	34,90
Croazia	28,09	34,38	28,09	34,38	28,09	34,38	28,09	34,38	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)	42,68	56,14	37,73	48,60	32,27	40,63	28,38	35,32	n.d	n.d

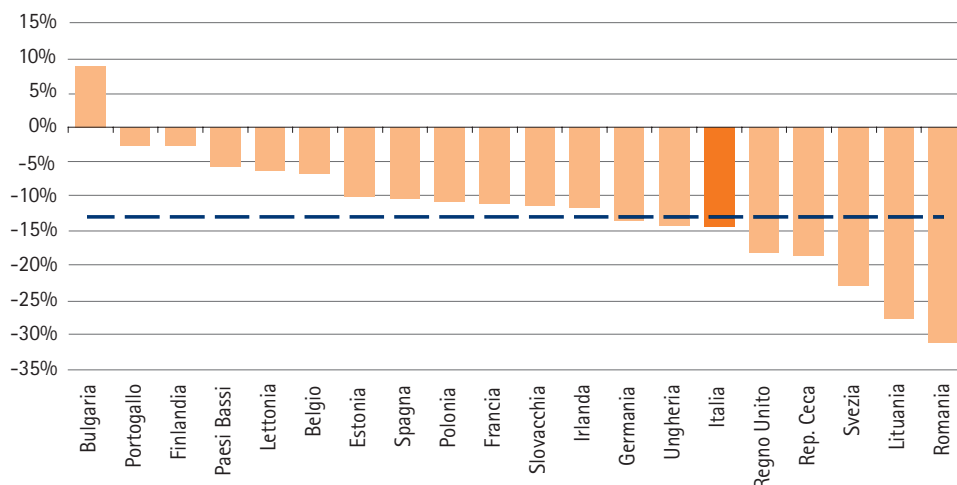
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 Paesi), ponderato con i dati più recenti disponibili sui consumi industriali nazionali e calcolato da Eurostat. In caso di mancanza o ritardo nella pubblicazione di un prezzo, Eurostat, solo ai fini del calcolo dell'aggregato Unione europea, stima il prezzo mancante con l'indice dei prezzi al consumo armonizzato.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.22

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale dei prezzi^(A) al netto delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³); 2009-2008



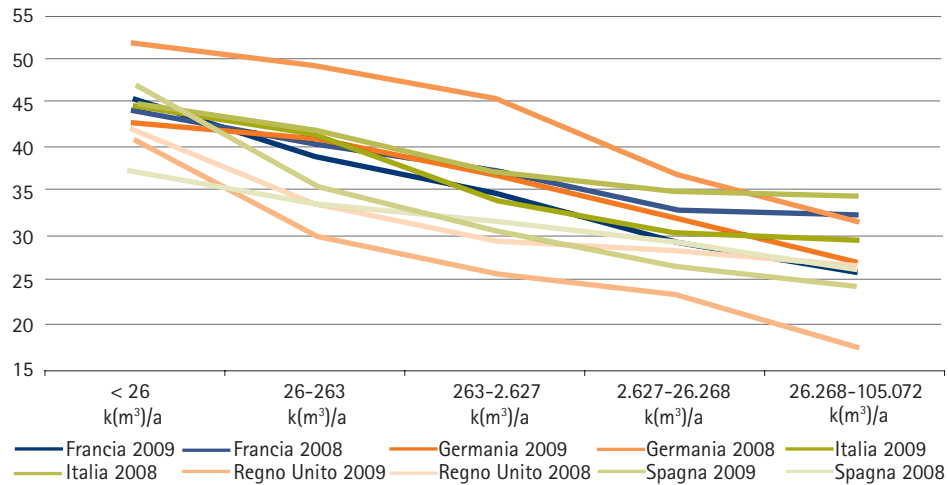
(A) La linea tratteggiata rappresenta la variazione del prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali per l'Unione europea, calcolato da Eurostat.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.23

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

Prezzi al netto delle imposte; 2008-2009; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Dall'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'*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), in vista della fase relativa agli anni 2008–2012 (Fase 2), durante la quale dovranno essere raggiunti i target 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 dal Parlamento e dal Consiglio europeo a fine marzo 2009. Per una trattazione di maggiore dettaglio in tema di revisione dell'EU ETS a partire dal 2013 si rinvia alla *Relazione Annuale 2008* e al Capitolo 1 di questo Volume.

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2008–2009

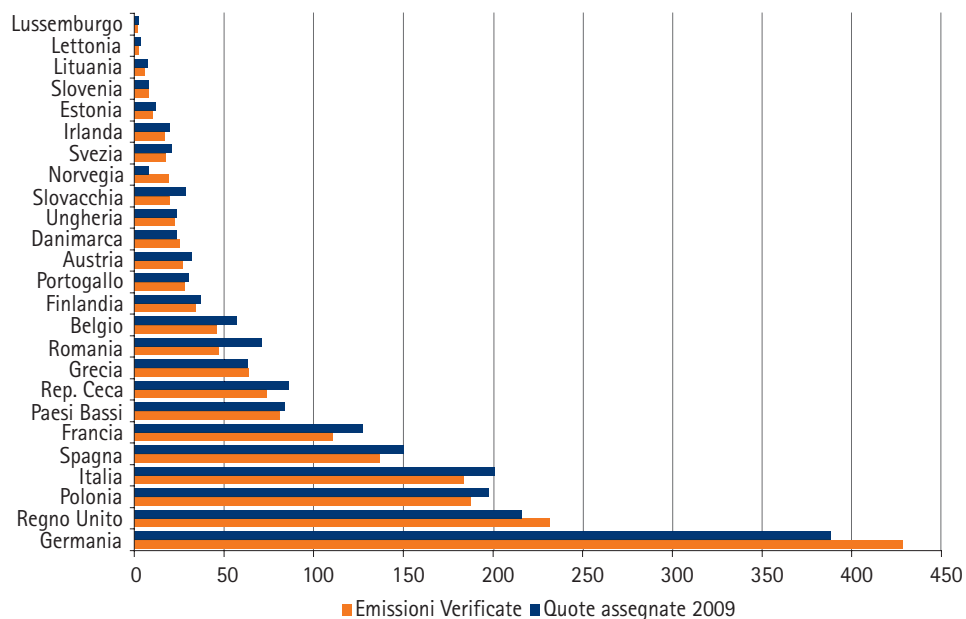
Il calendario degli adempimenti richiesti alle imprese soggette all'EU ETS prevede che entro la fine del mese di marzo siano comunicate le emissioni effettive relative all'anno precedente ed entro la fine del mese di aprile siano restituite le quote a esse corrispondenti. È possibile pertanto confrontare le emissioni effettive nel 2008–2009 con le relative quote assegnate. I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*) in data 16 aprile 2010 mettono in evidenza una riduzione nel 2009 delle emissioni a livello europeo del 13,6% rispetto all'anno precedente³.

Considerando i dati relativi alle installazioni che hanno comunicato le loro emissioni nel 2009, si evidenzia nell'anno una sovr-allocazione di quote poco inferiore a 69 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Romania (circa 24 MtCO₂), l'Italia (18 MtCO₂) e la Francia (17 MtCO₂), mentre altri Paesi hanno registrato una situazione di sotto-allocazione, tra cui la Germania (40 MtCO₂) e il Regno Unito (16 MtCO₂). 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 e rettifiche di dati).

³ A tale data, la quota di copertura delle emissioni, calcolata come percentuale delle quote assegnate alle installazioni adempienti rispetto al totale delle assegnazioni, è pari al 100% nel 2008 e al 98,6% nel 2009.

FIG. 1.24

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2009^(A)
MtCO₂



(A) Nel grafico non sono riportati i Paesi dove nessuna installazione ha comunicato i dati relativi alle emissioni.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL il 16 aprile 2010.

Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2009 pari a 183,5 MtCO₂; considerando anche le assegnazioni a installazioni che non hanno comunicato le proprie emissioni, si è registrata una sovra-allocazione superiore a 20

MtCO₂. A questo risultato hanno contribuito in maniera determinante le dinamiche nei settori della produzione sia dell'acciaio sia di calce e cemento, mentre più ridotta è risultata la sovra-allocazione nel settore relativo agli impianti di combustione.

TAV. 1.16

Emissioni effettive e assegnazioni per l'Italia negli anni 2008-2009
MtCO₂

SETTORE PRODUTTIVO	EMISSIONI VERIFICATE	2008		2009		
		ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA	EMISSIONI VERIFICATE	ASSEGNAZIONI	DIFFERENZA
Impianti di combustione	143,1	132,7	10,4	122,1	123,8	-1,7
Impianti di raffinazione	24,7	19,7	5,1	22,0	18,6	3,4
Produzione di acciaio	15,5	18,8	-3,3	8,6	18,8	-10,2
Produzione di calce e cemento	28,7	31,0	-2,4	23,3	30,8	-7,5
Produzione di vetro	2,9	3,1	-0,1	2,6	3,0	-0,4
Produzione di ceramica e laterizi	0,5	0,8	-0,3	0,4	0,8	-0,4
Produzione di pasta per carta e cartoni	4,8	5,1	-0,4	4,3	4,9	-0,6
Altre attività	0,4	0,4	0,0	0,3	0,4	-0,1
Installazioni non aventi comunicato le emissioni	-	0,1	-0,1	-	2,8	-2,8
Totale settori	220,7	211,8	8,9	183,5	204,0	-20,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL il 16 aprile 2010.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2009

Nel mercato europeo dei permessi di emissione *European Union Allowance* (EUA) gli scambi nel 2009 hanno superato i 6 miliardi di tonnellate di CO₂, per un valore complessivo di circa

89 miliardi di euro.

Nel corso del 2009 il prezzo del contratto *future* con scadenza dicembre 2009 dei permessi EUA, dopo un crollo nel mese di febbraio fino a un valore di poco superiore a 8 €/tCO₂, è oscillato, da aprile alla fine dell'anno, tra 12 €/tCO₂ e 16 €/tCO₂.

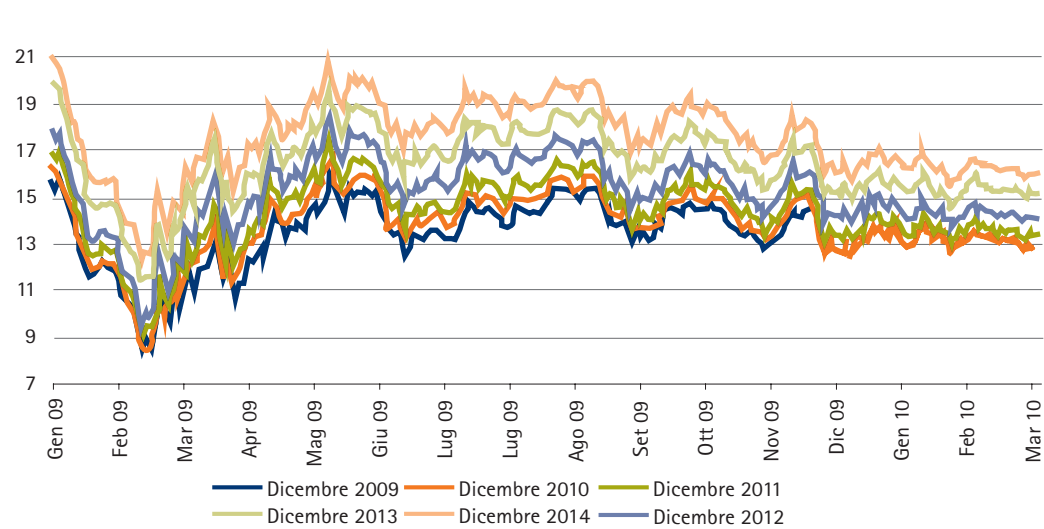


FIG. 1.25

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.