

1.

Contesto
internazionale
e nazionale

Quadro economico ed energetico

Mercato internazionale del petrolio

Il forte aumento dei prezzi del petrolio verificatosi a partire dalla seconda metà del 2007 (Fig. 1.1), ha riaperto il dibattito sullo sviluppo industriale delle capacità produttive e sul ruolo della speculazione. Infatti, rispetto ai precedenti anni 2005 e 2006 non si sono verificati nel 2007 eventi di pari eccezionalità con impatto potenziale sul mercato petrolifero. Dal punto di vista delle perturbazioni geopolitiche, degli approvvigionamenti di greggio e derivati e delle condizioni meteorologiche, il 2007 è stato un anno non particolarmente difficile. Tuttavia, a dimostrazione delle condizioni di criticità del mercato internazionale, nelle ultime settimane dell'anno il prezzo del greggio è stato spinto al rialzo anche da tensioni geopolitiche in Pakistan e Nigeria, da nuove riduzioni di scorte negli Stati Uniti e dalla previsione dell'arrivo di condizioni climatiche severe.

Il calo del prezzo, iniziato a partire dal settembre del 2006 e

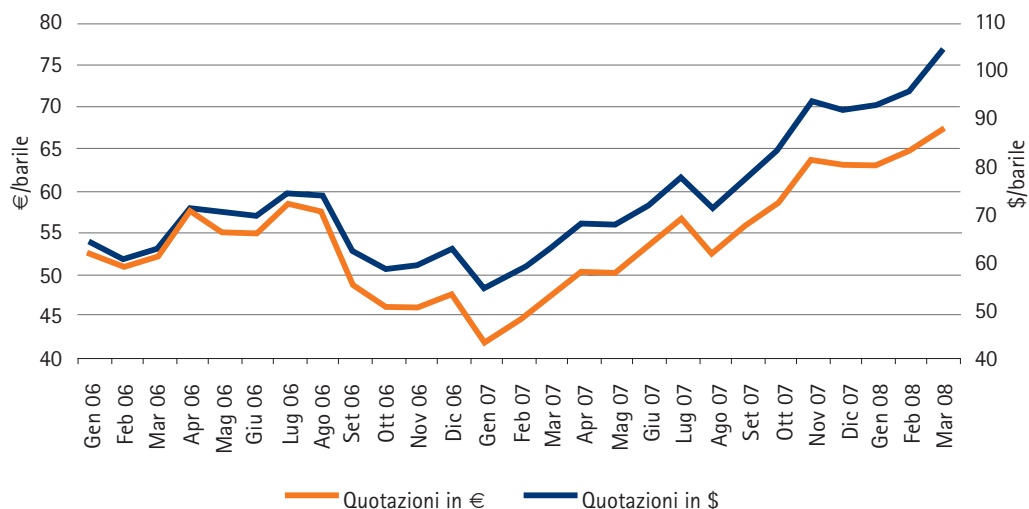
che sembrava preannunciare un ritorno a prezzi più gestibili di quelli raggiunti nel secondo trimestre di quell'anno (tra 70 e 75 \$/barile per il Brent e il WTI), non si è protratto oltre metà gennaio 2007. La successiva progressione del prezzo è stata innescata essenzialmente dalle aspettative di un deficit di offerta di benzina sul mercato americano che poi non si è verificato. In assenza del previsto ammanco, con la fine della *driving season* in vista, i prezzi sono poi bruscamente calati in agosto a valori pur sempre elevati (71 \$/barile per il Brent) rispetto a quelli attesi all'inizio dell'anno.

Il successivo forte aumento è stato anche attribuito alla svalutazione del dollaro: da 1,33 \$/€ (come media della prima metà del 2007) a quasi 1,5 \$/€ in novembre e dicembre. Non sembra, tuttavia, che questa abbia più di tanto risparmiato le quotazioni in euro che sono comunque cresciute del 33% tra

FIG. 1.1

Prezzo del Brent nel 2006-2007

Valori medi mensili

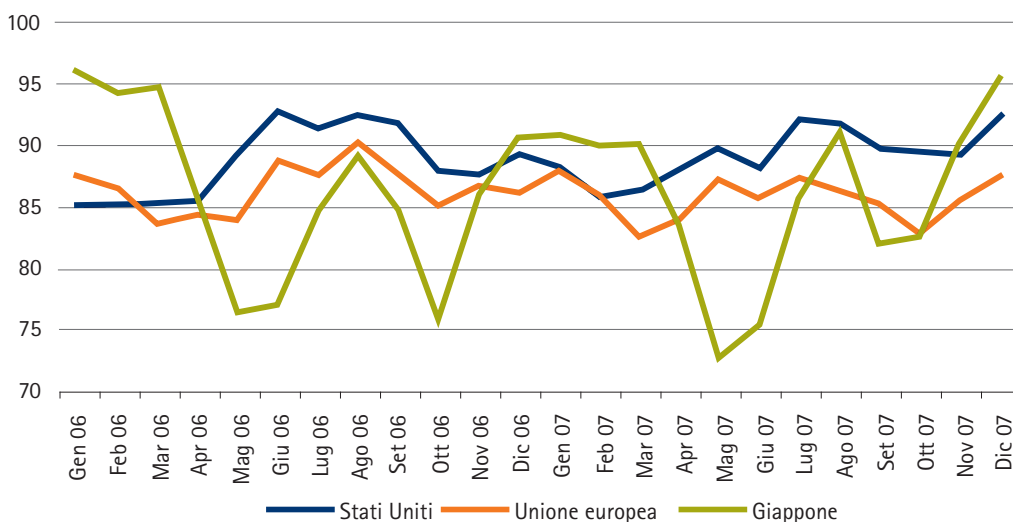


Fonte: Eni.

FIG. 1.2

Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione

Valori percentuali

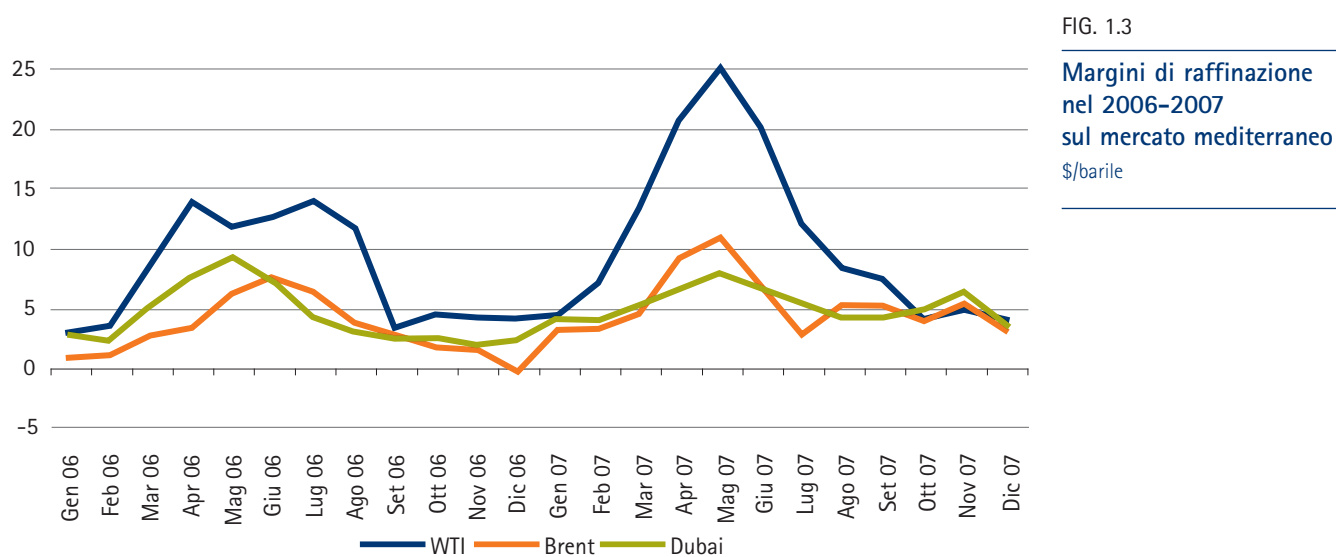
Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, varie edizioni.

dicembre 2006 e dicembre 2007, rispetto al 47% per le quotazioni in dollari.

Analogamente, il settore della raffinazione non ha offerto una significativa sponda atta a giustificare forti aumenti di prezzo. L'utilizzo della capacità di raffinazione si è mantenuto elevato in tutte le aree del mondo, seppure con forti oscillazioni in quella asiatica. Negli Stati Uniti è aumentato da una media dell'88,5% nel 2006 a 89,1% nel 2007; nell'Unione europea è

leggermente calato da 86,8% a 85,5%; analogamente in Asia è diminuito da 87,0% a 86,1%. Tuttavia, negli Stati Uniti e in Giappone ha toccato punte superiori al 92% in alcuni mesi dell'anno (Fig. 1.2).

Negli Stati Uniti la stagione invernale piuttosto lunga, le interruzioni delle lavorazioni per manutenzione pianificate e non, una crescita più forte della domanda di benzina in preparazione della *driving season* e il conseguente prelievo dalle scorte



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*, varie edizioni.

hanno sostenuto i margini di raffinazione, quadruplicati tra marzo e maggio (Fig. 1.3). Stimolata pure dall'incremento delle esportazioni verso gli Stati Uniti, la raffinazione europea ha reagito con forti aumenti. È stata invece meno vivace la reazione della raffinazione asiatica, affetta da un calo delle lavorazioni per manutenzione e interruzione di alcune raffinerie. In ogni caso, l'aumento della capacità di raffinazione in Asia e Medio Oriente è ancora insufficiente per influenzare in modo significativo i prezzi internazionali dei derivati e, per riflesso, del greggio.

A metà anno, la ripresa della raffinazione statunitense ha alleggerito i flussi di importazione e i margini sono crollati tra giugno e ottobre sia per la fine della *driving season* ma anche, e soprattutto, per effetto del forte aumento del prezzo del petrolio intervenuto in questo periodo. Negli ultimi mesi dell'anno, carenze nell'offerta di gasolio sul mercato europeo hanno spinto le importazioni di questo prodotto da tutte le aree del mondo, ma senza alcun evidente effetto sui margini di raffinazione, oramai depressi dall'elevato prezzo del petrolio. I margini di raffinazione non sono aumentati, se non in misura limitata, nemmeno in concomitanza con le operazioni di manutenzione programmata delle raffinerie a favore dei distillati medi in preparazione per la stagione invernale, tradizionalmente concentrate dopo l'estate. Non appare comunque verosimile che le preoccupazioni espresse dal settore della raffinazione americana, anche in relazione a possibili eventi meteo-

rologici, abbiano contribuito significativamente a spingere in alto il prezzo del petrolio.

Ha certamente giocato un ruolo la speculazione. Ogni recupero del dollaro sull'euro veniva quasi sempre istantaneamente seguito sul Nymex da vendite massicce accompagnate da un calo del prezzo e viceversa quando il dollaro perdeva nuovamente quota. Inoltre, dopo il crollo dei mutui *subprime*, dei derivati e dei *bond* assicurativi e di altri prodotti strutturati, gli impieghi finanziari in obbligazioni e divise, con rendimenti molto soddisfacenti, sono stati abbandonati dai *broker*, dagli *hedge fund* e dai fondi comuni, per concentrarsi sul greggio (oro e altre materie prime) come bene rifugio. Ma tutte queste azioni non avrebbero sortito marcati effetti sul prezzo, poi verificatisi, se non fosse stato per i fondamentali della domanda e dell'offerta.

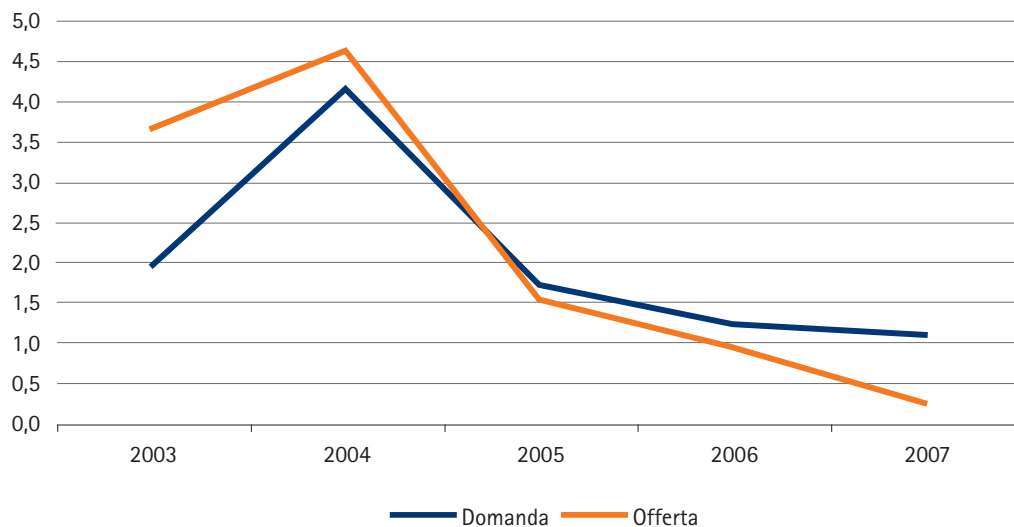
A livello mondiale la domanda è cresciuta dell'1,1% contro una crescita dell'offerta di appena lo 0,2%. La capacità dell'offerta di seguire la domanda è rimasta in calo come negli anni precedenti. Per un confronto, nel 2006 l'offerta aumentava dello 0,9% contro una crescita della domanda dell'1,2%, mentre i tassi corrispondenti per il 2005 erano rispettivamente 1,5% e 1,7%; nel 2003 e nel 2004 l'offerta aumentava di più della domanda (Fig. 1.4). Il divario tra crescita della domanda e dell'offerta è pertanto passato da 0,2% nel 2005 a 0,3% nel 2006 per salire a 0,9% nel 2007.

La differenza tra domanda e offerta si è naturalmente riflessa nell'andamento delle scorte (Tav. 1.1). Tra il 2004 e il 2007 ha

FIG. 1.4

Tasso di crescita della domanda e dell'offerta di petrolio nel mondo

Valori percentuali

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

TAV. 1.1

Domanda e offerta di petrolio a livello mondiale nel periodo 2002-2007

	VOLUMI (milioni di barili/giorno)		IMMISSIONE ALLE SCORTE (milioni di barili/giorno)	TASSO DI CRESCITA (%)	
	DOMANDA	OFFERTA		DOMANDA	OFFERTA
2002	77,7	76,9	-0,8	-	-
2003	79,2	79,7	0,5	1,9	3,6
2004	82,5	83,4	0,9	4,1	4,6
2005	83,9	84,6	0,7	1,7	1,5
2006	84,9	85,4	0,5	1,2	0,9
2007	85,8	85,6	-0,2	1,1	0,2

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

prevalso nel corso d'anno l'immissione alle scorte, anche se in maniera calante (da 0,9 a 0,5 milioni di barili/giorno); nel 2007 c'è stato un cambio di segno con il prelievo di 0,2 milioni di barili/giorno. Storicamente l'immissione alle scorte prevale in modo consistente nel secondo e terzo trimestre dell'anno, mentre il primo e quarto trimestre sono generalmente caratterizzati da prelievi minimi e prossimi a zero. Nel 2007 la variazione delle scorte è stata prossima a zero durante l'anno intero.

Lo sbilanciamento tra domanda e offerta, soprattutto durante la seconda parte del 2007, ha determinato una significativa riduzione delle scorte petrolifere dell'OCSE¹, rispetto a

un anno normale. Generalmente si riscontra un aumento attorno al 2% tra il primo e l'ultimo trimestre dell'anno, mentre nel 2007 le scorte sono rimaste praticamente invariate, in corrispondenza di un calo valutabile in circa 4 giorni di consumo rispetto ai primi due trimestri dell'anno. Le scorte disponibili alla fine dell'anno (82 giorni di consumo di cui 52 industriali) erano ben al di sopra del livello di guardia. Notoriamente, tuttavia, l'OPEC utilizza i dati resi disponibili sulle scorte per valutare lo stato di equilibrio del mercato. A metà anno le scorte avevano raggiunto livelli prossimi ai valori massimi registrati negli ultimi anni, contribuendo

¹ Esistono statistiche affidabili sulle scorte solo per i paesi OCSE.

TAV. 1.2

Scorte di greggio e derivati nell'area OCSE

Milioni di barili

	Gennaio 2005	Gennaio 2006	Gennaio 2007	Gennaio 2008
GREGGIO	2.136	2.174	2.185	2.210
<i>Scorte industriali</i>	907	941	937	942
Nord America	402	449	456	446
Europa	326	336	311	329
Pacifico	179	156	171	167
<i>Scorte governative</i>	1.230	1.233	1.248	1.268
DERIVATI	1.892	1.947	2.004	1.928
<i>Scorte industriali</i>	1.669	1.698	1.750	1.669
Nord America	793	825	828	800
Europa	620	636	657	619
Pacifico	257	237	266	250
<i>Scorte governative</i>	223	250	254	259
TOTALE GREGGIO E DERIVATI	4.028	4.121	4.189	4.138
<i>Scorte industriali</i>	2.576	2.638	2.687	2.611
Nord America	1.195	1.274	1.283	1.246
Europa	946	971	967	948
Pacifico	436	393	437	417
<i>Scorte governative</i>	1.452	1.483	1.502	1.527

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

do alla decisione dell'OPEC di limitare la produzione allo stretto necessario. Ciò ha aumentato il ricorso dei paesi OCSE alle scorte con l'effetto di ridurle ancora di più. Le scorte industriali, che sono quelle che contano per la normale amministrazione², sono diminuite in modo vistoso a fine anno nelle tre aree OCSE (Tav. 1.2). Questo calo, generalizzato attraverso tutti i derivati, è stato solo in piccola parte compensato da un aumento delle scorte governative.

Al crescente deficit hanno contribuito sia la domanda sia l'offerta. Il calo nel fabbisogno dei paesi OCSE nel loro complesso, iniziato a partire dal 2005, è stato ampiamente compensato dall'aumento dei paesi non OCSE anche nel 2007 (Tav. 1.3). Nell'insieme, la domanda è aumentata da 84,9 a 85,8 milioni di barili/giorno come media, rispettivamente del 2006 e del 2007. Dal lato dell'offerta il calo continuo della produzione OCSE è stato controbilanciato dai paesi non OCSE non OPEC, essenzialmente dalla Russia, da altri paesi ex URSS e dall'Africa (Tav. 1.4). Infatti, la produzione OPEC è notevolmente calata dal valore massimo di 36,3 milioni di barili/giorno, raggiunto nel 2006, a 35,5 milioni di barili/giorno nel 2007. Secondo le previsioni dell'AIE (Agenzia internazionale per l'energia), la produzio-

ne OPEC necessaria per colmare il deficit tra domanda e offerta (la cosiddetta "*call on OPEC*") dovrebbe aumentare a 37,0 milioni di barili/giorno come media del 2008 per soddisfare il fabbisogno mondiale, nonostante sia previsto un ancora significativo (seppure incerto) incremento della produzione russa e dei paesi africani non OPEC e un contributo sempre crescente dei biocarburanti, recentemente messo in discussione a causa dell'impatto sul settore alimentare. Tali previsioni, tuttavia, non sembrano tenere conto di una possibile recessione negli Stati Uniti e degli effetti di questa sull'economia mondiale³.

Ad aggravare l'equilibrio tra domanda e offerta di petrolio a livello mondiale è giunto l'ulteriore calo nella capacità inutilizzata dei paesi OPEC, passata da 2,5 milioni di barili/giorno a fine 2006 a 2,2 milioni di barili/giorno a fine 2007, di cui l'80% in Arabia Saudita. In queste condizioni di margini di manovra decrescenti non stupisce più di tanto che il prezzo del petrolio sia repentinamente aumentato da meno di 60 a 95 \$/barile tra gennaio e dicembre, sfondando il muro dei 100 \$/barile nei primi mesi del 2008 e quello dei 125 \$/barile nel mese di maggio. Non sembra che gli aumenti potranno fermarsi, soprattutto se la posizione dei paesi OPEC rimane quel-

² Le scorte governative sono destinate a utilizzi di emergenza.

³ In aprile 2008, a seguito delle revisioni del Fondo monetario internazionale della crescita dell'economia mondiale, l'AIE ha ridotto le sue previsioni di domanda di petrolio per questo anno a 87,2 milioni di barili/giorno.

TAV. 1.3

Fabbisogno mondiale di petrolio nel periodo 2004–2007 e previsioni per il 2008

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008
Totale OCSE	49,4	49,7	49,3	49,1	49,3
Nord America	25,4	25,5	25,3	25,5	25,4
Europa	15,5	15,6	15,6	15,3	15,4
Pacifico	8,5	8,6	8,4	8,3	8,4
Totale non OCSE	33,1	34,2	35,6	36,7	38,3
Russia e altri paesi ex URSS	3,9	4,0	4,1	4,0	4,1
Europa	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8
Cina	6,4	6,7	7,2	7,5	8,0
Resto Asia	8,7	8,8	8,9	9,2	9,5
America Latina	4,9	5,1	5,3	5,5	5,7
Medio Oriente	5,7	6,0	6,4	6,7	7,1
Africa	2,8	2,9	2,9	3,1	3,2
Totale mondo	82,5	83,9	84,9	85,8	87,5

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

TAV. 1.4

Offerta mondiale di petrolio nel periodo 2004–2007 e previsioni per il 2008

Milioni di barili/giorno

	2004	2005	2006	2007	2008
Totale OCSE	21,2	20,3	20,0	19,8	19,5
Nord America	14,6	14,1	14,2	14,3	14,2
Europa	6,1	5,6	5,2	5,0	4,5
Pacifico	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8
Totale non OCSE non OPEC	25,6	26,3	26,9	27,8	28,3
Russia e altri paesi ex URSS	11,4	11,8	12,2	12,8	13,2
Europa	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Cina	3,5	3,6	3,7	3,7	3,8
Resto Asia	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8
America Latina	4,1	4,3	4,4	4,3	4,1
Medio Oriente	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6
Africa ^(A)	1,9	1,9	2,0	2,5	2,7
Altro non OPEC	1,9	2,0	2,3	2,5	2,8
Miglioramenti di raffinazione	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1
Biocarburanti ^(B)	0,1	0,1	0,3	0,4	0,7
Totale non OPEC	48,8	48,6	49,1	50,1	50,6
Totale OPEC^(C)	34,6	36,0	36,3	35,5	37,0
Totale mondo	83,4	84,6	85,4	85,6	87,5
Variazione scorte^(D)	0,9	0,7	0,5	-0,2	0,0

(A) Esclude Angola retroattivamente rispetto alla sua entrata nell'OPEC il 1° gennaio 2007.

(B) Biocarburanti di origine diversa da Stati Uniti e Brasile.

(C) Include Angola. La produzione del 2008 si riferisce alla richiesta OPEC e non è una previsione.

(D) Calcolato come differenza tra offerta e domanda. Per il 2008 posto uguale a zero.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, marzo 2008.

la di attribuire l'incremento del prezzo alla speculazione e non alla carenza di offerta.

A onor del vero va notato che in termini reali il prezzo del petrolio nel 2007, mediato sull'anno intero, era ancora inferiore a quello registrato al picco del 1980-1981: 68 contro 79 \$/barile a prezzi 2007. Tuttavia, il prezzo medio

nei primi mesi del 2008 ha ampiamente superato i 100 \$/barile e in assenza di un'improbabile forte riduzione il prezzo mediato sull'anno intero difficilmente potrà mantenersi inferiore al massimo storico in termini reali. Per un valido confronto occorre anche tenere presente che l'incidenza del costo del petrolio sull'economia mondiale si è più

che dimezzata rispetto all'epoca delle crisi energetiche a cavallo degli anni Settanta e Ottanta, crollando da un massimo prossimo al 9%, a valori dell'ordine del 2% negli anni Novanta per poi risalire verso il 4% solo a partire dal 2000 (Fig. 1.5)⁴. Per realizzare un rapporto tra esborso per l'acquisto di petrolio e PIL mondiale simile a quello raggiunto

nel 1980, il prezzo medio del greggio nel 2008 dovrebbe superare i 200 \$/barile, ovvero oltre 250 \$/barile come media degli ultimi sei mesi dell'anno. Ma un tale aumento si ripercuoterebbe sicuramente sull'andamento dell'economia mondiale, come del resto è avvenuto nei primi anni Ottanta.

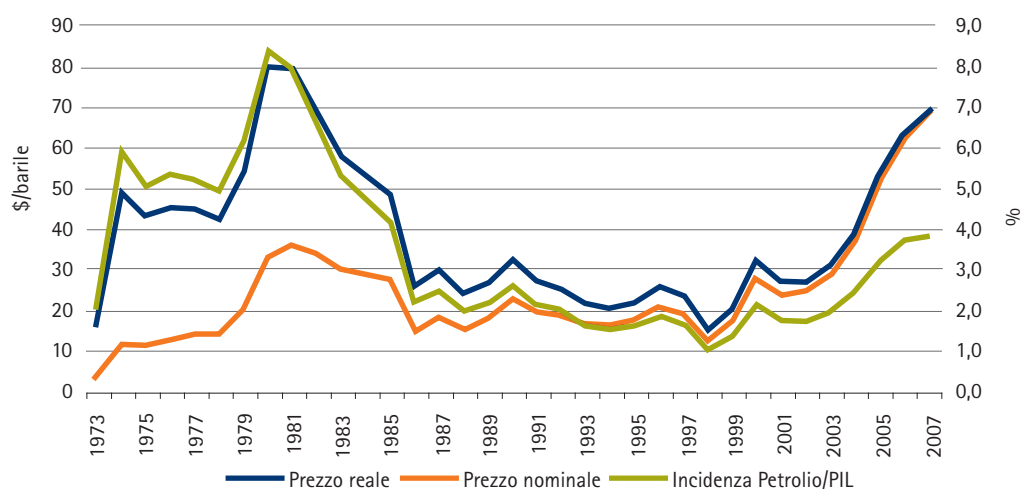


FIG. 1.5

Incidenza del costo del petrolio sul PIL mondiale nel periodo 1973-2007

Prezzi in \$/barile e incidenza percentuale

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, BP e Banca mondiale.

Mercato internazionale del gas naturale

Dopo la leggera flessione verificatasi nei primi mesi dell'anno, il prezzo del gas mediato sulle frontiere europee di importazione è andato crescendo in modo consistente da luglio in poi, seguendo la crescita del prezzo del petrolio al quale è legato da formule di indicizzazione seppure diluite nel tempo (Fig. 1.6). Da un valore medio di poco superiore a 21,5 c€/m³ nel

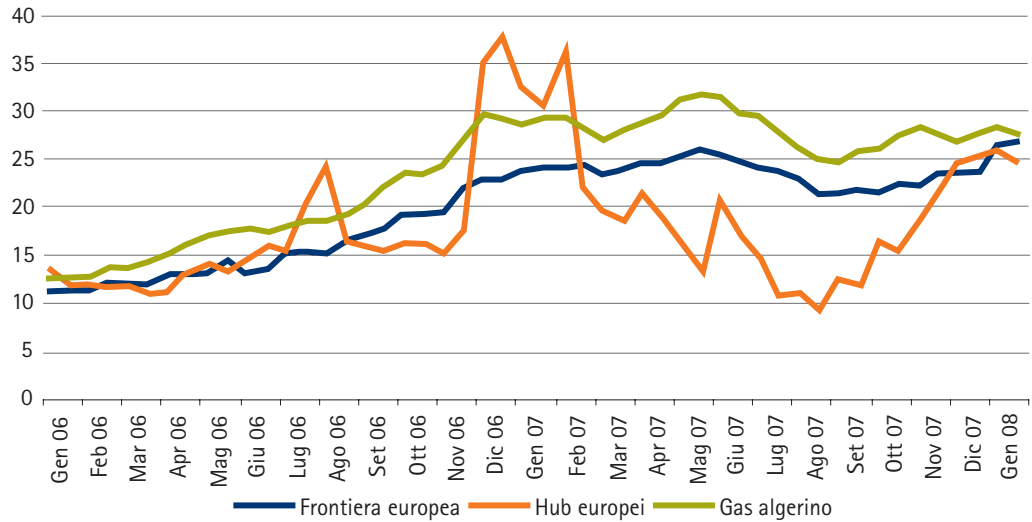
mezzo di giugno 2007, il prezzo medio è salito a 23,5 c€/m³ a dicembre continuando la sua crescita a 26,5 c€/m³ nel mese di gennaio 2008 e oltre.

Nel corso del 2007 il prezzo del gas importato via gasdotto è risultato molto simile alle varie frontiere europee (con scarti inferiori al 5%) a eccezione del gas algerino, con prezzi infe-

⁴ Si tratta di un valore mediato a livello internazionale. Vi sono evidentemente enormi disparità tra singoli paesi in funzione del loro PIL e del ruolo del petrolio nella loro economia.

FIG. 1.6

Prezzi medi del gas
riferiti al mercato europeo
c€/m³



Fonte: Bloomberg, Argus e World Gas Intelligence.

riori del 15% e oltre durante tutta la prima metà dell'anno. Tale stacco si è tuttavia ridotto fino a quasi annullarsi nella seconda metà dell'anno. Il prezzo del gas importato dall'Algeria come GNL resta il più elevato del 15% nei primi mesi dell'anno crescendo fino a valori non molto distanti dal 40% a partire dalla fine dell'estate.

La mite stagione invernale ha determinato, per il secondo anno consecutivo, una domanda notevolmente inferiore al previsto, che si è riflessa in un forte calo dei prezzi negli *hub* europei: da 20,6 c€/m³ nel novembre 2006 a 9,6 c€/m³ nell'aprile 2007. Nella prima parte del 2007 il differenziale tra il prezzo medio dei gas di importazione alla frontiera europea, determinato in base a formule di indicizzazione, e quello del gas commercializzato negli *hub* si è rivelato apprezzabile, sottolineando la mancanza di un mercato del gas in Europa. In valore assoluto il differenziale di prezzo durante la prima parte dell'anno si è mantenuto attorno a 12-13 c€/m³, pari a circa la metà del prezzo medio alla frontiera. Tale distacco è poi calato rapidamente con l'arrivo della stagione invernale, invertendosi a novembre e dicembre con un prezzo negli *hub* superiore di circa 2 c€/m³ rispetto a quello medio alla frontiera.

La crescente affermazione di un mercato globale del GNL è evidenziata da numerosi sviluppi nel corso del 2007, con carichi di gas liquefatto che in molte occasioni hanno seguito le offerte di prezzo più alte in giro per il mondo, anziché la rotta

contrattata, per coprire deficit inattesi o non pianificati. Il processo è stato innescato dall'aumento della generazione a base di gas in Giappone per far fronte al deficit procurato dal fermo di uno dei maggiori insediamenti nucleari a seguito del terremoto dell'estate 2007.

Questo evento ha avuto un effetto domino sul commercio internazionale di GNL. Decine di navi metaniere con destinazione Corea, Cina e Taiwan sono state deviate in Giappone, disposto a pagare prezzi maggiorati del 60%. Il Giappone ha attirato anche diversi carichi di GNL algerino ed egiziano destinati alla Spagna. A sua volta la Spagna ha dovuto fare ricorso a GNL caraibico per coprire il deficit di gas, peraltro aggravato dalla siccità che ha ridotto la generazione idroelettrica in questo paese in novembre e dicembre. Nell'ultimo trimestre dell'anno, ben 37 dei 48 carichi di GNL provenienti dai terminali di liquefazione di Trinidad e Tobago e originariamente destinati agli Stati Uniti, sono stati deviate verso Spagna, Corea, Cina e Taiwan, provocando un aumento del 90% nel prezzo del GNL nel corso degli ultimi mesi.

La crescente globalizzazione e labilità del mercato del GNL negli ultimi anni è dimostrata anche dal recente aumento dei prezzi del gas nel Regno Unito, causato dal dirottamento verso la Turchia di carichi di GNL algerino originariamente destinati ai terminali di rigassificazione inglesi per far fronte al taglio delle importazioni dall'Iran nel febbraio 2008. La crescente flessibilità del mercato del GNL e la volatilità dei prezzi nasce

dalla mancanza di un legame fisso tra origine e destinazione del gas e dal forte sviluppo delle infrastrutture in tutto il mondo. Da diverso tempo sempre più contratti di GNL prevedono la possibilità di dirottare il gas verso i mercati che offrono i margini maggiori. Gli acquirenti sono protetti da clausole finalizzate a una equa ripartizione del margine tra le parti.

Gli avvenimenti descritti hanno avuto un effetto molto differenziato tra le principali aree mondiali, in ragione del diverso ruolo

giocato dal GNL rispetto alle importazioni via tubo, delle formule di indicizzazione con il petrolio e derivati, della produzione interna e del regime di mercato, come evidenziato nella figura 1.7.

La tavola 1.5 illustra il diverso rapporto tra produzione interna e importazioni nelle principali aree di consumo mondiale nel corso degli ultimi quattro anni. La tavola mette in risalto anche le forti diversità nel rapporto tra importazioni da paesi OCSE e da paesi non OCSE.

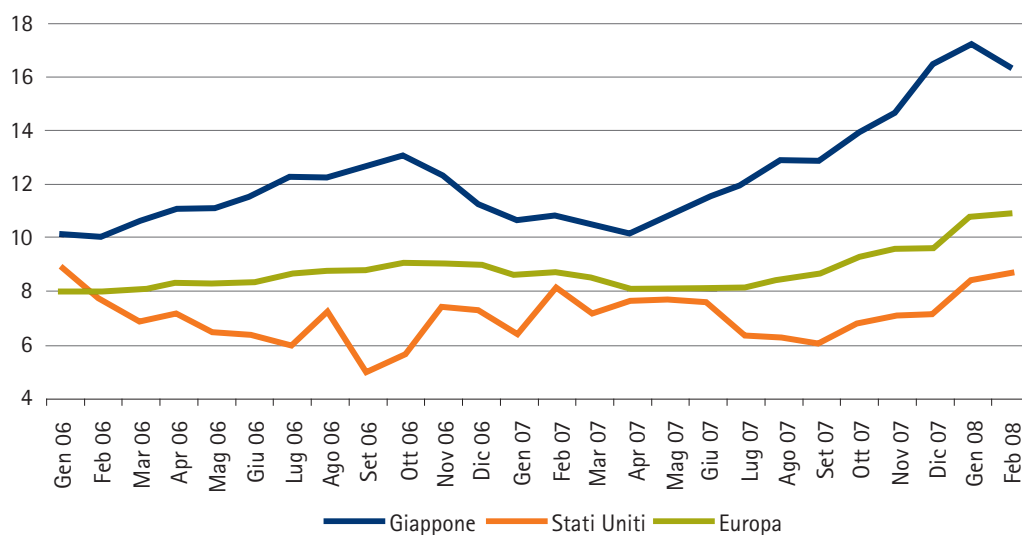


FIG. 1.7

Prezzo internazionale del gas nelle principali aree mondiali di consumo \$/MBtu

Fonte: Argus, Platt's e World Gas Intelligence.

Area di provenienza	2004	2005	2006	2007
OCSE Nord America	893,0	882,2	894,4	933,3
Produzione interna	753,7	744,6	761,6	788,0
Importazioni ^(A)	139,3	137,6	132,8	145,3
- da paesi OCSE	121,3	119,7	116,3	123,5
- da paesi non OCSE	18,0	17,9	16,5	21,8
OCSE Pacifico	151,1	154,7	168,6	179,6
Produzione interna	42,4	44,3	46,2	48,5
Importazioni ^(A)	108,7	110,3	122,4	131,2
- da paesi OCSE	13,8	17,0	19,5	18,6
- da paesi non OCSE	94,9	93,3	102,9	112,5
OCSE Europa	690,4	709,7	724,0	713,0
Produzione interna	325,7	315,4	307,9	296,6
Importazioni ^(A)	364,8	394,2	416,1	416,4
- da paesi OCSE	139,8	140,7	151,7	162,7
- da paesi non OCSE	224,9	253,5	264,4	253,7

TAV. 1.5

Produzione e importazioni nette dei paesi OCSE per area di provenienza M(m³)

(A) Le importazioni includono il trasporto di gas attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Survey*, gennaio 2008.

Mercato internazionale del carbone

Anche nel 2007, per il quinto anno consecutivo, è stato il carbone la fonte fossile a più rapido sviluppo, con oltre il 50% della crescita di energia primaria a livello mondiale, spinta soprattutto dalla Cina, maggiore consumatore mondiale di carbone, e dall'India. Il consumo mondiale di carbone termico è cresciuto a tassi sostanzialmente più elevati delle altre fonti fossili (poco meno del 5,0% contro il 2,5% del gas e l'1,1% del petrolio), portando i consumi in questo anno a 3,1 miliardi di tonnellate, o quasi a 1,9 miliardi di tep.

Tuttavia, l'andamento dell'industria carbonifera è stato influenzato da problemi logistici e climatici, fuori dal controllo dei governi e delle imprese, che hanno portato a oltre un raddoppio delle quotazioni nel corso dell'anno (Fig. 1.8). Il forte aumento dei prezzi del carbone è la conseguenza sia dei deficit causati da una domanda che rimane assai robusta sia di una offerta perturbata dalla contemporanea sovrapposizione

di più effetti: le strozzature portuali non più in grado di sostenere la crescita della movimentazione internazionale, la carenza di navi, le inondazioni nelle zone minerarie dell'Australia, le interruzioni di energia elettrica in Sud Africa e, ultimamente, l'ondata di freddo in Cina e in altri paesi dell'estremo Oriente.

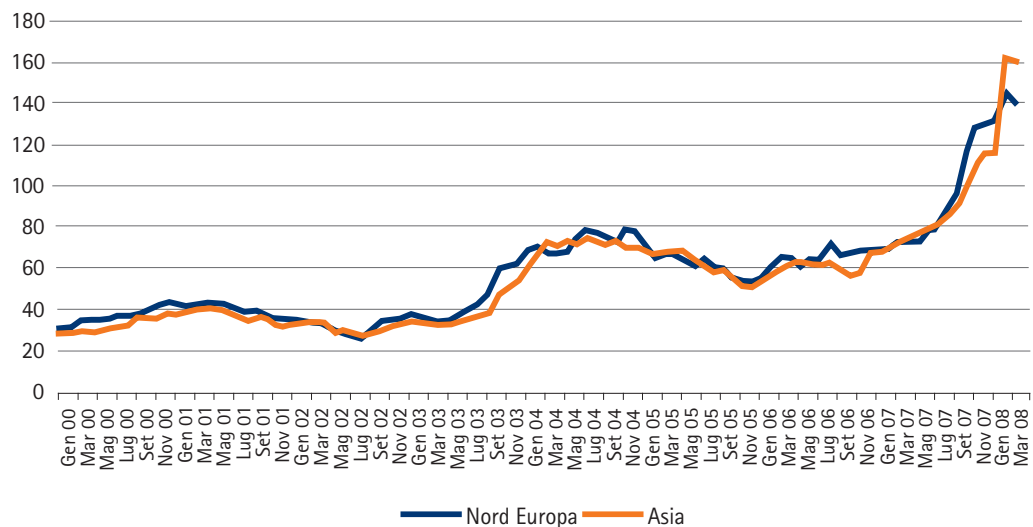
L'aumento dei noli, particolarmente forte nel secondo semestre del 2007, è stato guidato dall'incremento della domanda di trasporto per il commercio verso i paesi asiatici, soprattutto Cina e India, spingendo in alto anche i noli atlantici. Viste le condizioni di domanda e offerta sul mercato internazionale, molti operatori sono stati indotti a prenotare le navi anche per consegne previste nel 2008-2009, a copertura di eventuali rischi, contribuendo a un ulteriore aumento dei noli.

Gli allagamenti nel Queensland, principale zona mineraria dell'Australia, hanno fatto mancare 10 milioni di tonnellate sul mercato internazionale e, più recentemente, l'ondata di freddo

FIG. 1.8

Prezzo internazionale del carbone termico sui mercati del Nord Europa e dell'Asia

Prezzi cif, \$/t



Fonte: Platt's, *International Coal Report*, marzo 2008.

in Cina ha ridotto le esportazioni in Giappone nei primi mesi del 2008, innescando squilibri nella domanda e nell'offerta che hanno coinvolto più paesi importatori ed esportatori oltre che interi settori industriali. Per far fronte all'ondata di freddo intenso la Cina, oltre a ridurre le esportazioni di carbone da vapore, ha dovuto concentrare l'attività mineraria sul carbone da vapore a scapito del coke metallurgico, con effetti dirompenti anche sul prezzo di quest'ultimo, che è aumentato a oltre 300 \$/t rispetto a valori prossimi a 100 \$/t per i contratti annuali stipulati tra marzo e aprile del 2007.

La produzione sudafricana stenta a mantenere i livelli degli anni precedenti a causa della riduzione degli investimenti nelle miniere indotta da una legge mineraria del 2004. Il governo cerca di frenare l'*export* di carbone termico per garantire le risorse alle centrali elettriche di Eskom che fanno funzionare il trasporto ferroviario del minerale. Ripetute interruzioni di energia elettrica (a partire da novembre 2007) e guasti al sistema di trasporto ferroviario, seppure di breve durata, hanno ridotto le esportazioni di diversi milioni di tonnellate.

Nonostante i problemi logistici, il carbone termico immesso nel commercio internazionale ha mantenuto una quota prossima al 18% della produzione totale, in crescita dagli anni precedenti.

La tavola 1.6 fornisce uno spaccato dei flussi di trasporto internazionale nel periodo 2000-2007. Particolarmente vivace appare la crescita dell'Indonesia (che ha triplicato le esportazioni dal 2000) come principale esportatore dopo l'Australia, mentre la Cina ha raggiunto l'apice nel 2004 e, ai tassi attuali di crescita dei consumi, potrebbe anche essere destinata a diventare un paese importatore in un non lontano futuro.

Il carbone rimane di gran lunga leader mondiale nella generazione elettrica (39%), davanti al nucleare (20%) e al gas naturale (17%), seppure in modo assai differenziato tra paesi produttori ed esportatori. Tra i paesi importatori quello che ha ultimamente mostrato maggiore vitalità è l'India, le cui importazioni sono più che raddoppiate tra il 2000 e il 2007 (passando da 20 a 47 milioni di tonnellate). Per soddisfare la crescente domanda di energia elettrica, indotta dal rapido sviluppo dell'economia (il PIL è cresciuto a una media annua dell'8,5% negli ultimi 4 anni), il governo indiano ha stabilito di incrementare la generazione elettrica da carbone del 60% nel corso dei prossimi 5 anni. In un tale scenario le importazioni potrebbero raggiungere anche 100 milioni di tonnellate nel 2013. La strategia di rivolgersi alle importazioni anziché alla produzione nazionale è dettata anche dal fatto che la maggior parte delle miniere indiane si trova in aree infiltrate da guerriglia maoista.

TAV. 1.6

Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo 2000-2007

Milioni di t

IMPORTAZIONI	ESPORTAZIONI DA								TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	
Importazioni totali									
2000	115,0	45,5	18,9	52,4	-30,2	21,7	0,4	31,5	255,3
2001	127,0	53,8	25,6	53,3	45,8	25,4	15,5	48,8	395,2
2002	128,9	61,6	25,3	47,6	55,7	22,7	7,4	49,2	398,3
2003	135,7	70,9	33,3	52,5	53,1	29,5	-3,6	52,3	423,8
2004	142,5	80,1	46,9	50,0	95,7	32,2	2,5	63,4	513,4
2005	150,1	90,4	52,7	53,8	67,3	36,4	2,4	63,8	516,9
2006	148,2	124,7	60,3	59,8	58,9	39,5	11,3	70,8	573,4
2007	156,2	132,0	62,2	59,4	50,5	41,6	15,2	65,1	582,3
Anno 2007									
Unione europea	2,8	12,8	49,9	37,7	0,4	26,1	7,7	10,1	147,5
India	0,6	15,8	0,0	4,1	0,5	0,0	0,0	4,6	25,5
Giappone	108,4	26,2	10,8	0,2	14,4	0,0	0,0	12,1	172,0
Corea	15,4	22,1	0,0	0,1	18,2	0,0	0,0	7,4	63,1
Taiwan	17,7	18,9	1,3	0,0	12,7	0,0	0,0	15,0	65,6
Altri	11,3	36,3	0,3	17,4	4,4	15,5	7,5	16,0	108,6

Fonte: Platt's, *International Coal Report*, varie edizioni.

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti

I paesi membri dell'Unione europea non hanno dovuto affrontare significativi eventi di interruzione delle forniture nel corso del 2007. Tuttavia, il blocco di gas turkmeno diretto all'Iran alla fine del 2007 e la minaccia di tagli al gas russo destinato all'Ucraina all'inizio del 2008 hanno contribuito a porre il tema della sicurezza più che mai in cima all'agenda di politica energetica dei governi europei e delle istituzioni dell'Unione europea. Il primo di questi eventi ha evidenziato come una piccola interruzione in un paese possa ripercuotersi con effetti amplificati nei paesi circostanti. Il gas turkmeno copre meno del 5% del fabbisogno iraniano ma in un periodo di freddo estremo con temperature di -25°C , l'Iran ha dovuto rimediare interrompendo le sue forniture di gas alla Turchia che, soggetta alla stessa ondata di freddo, si è vista a suo turno costretta a ridurre le forniture alla Grecia.

I fattori di criticità che investono la sicurezza delle forniture europee riguardano soprattutto l'energia elettrica, il petrolio e il gas naturale.

La sicurezza nelle forniture di elettricità

Tra il 2000 e il 2006 la potenza netta a livello dei 25 paesi/zone che compongono l'UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*)⁵, è aumentata del 23% contro una crescita della potenza garantita del 22%. Escludendo la potenza rinnovabile dal novero della potenza garantita, questa risulta essere aumentata del 12% nello stesso periodo⁶. La potenza rinnovabile è cresciuta di oltre quattro volte tra il 2000 e il 2006 (dal 3% all'8% della potenza netta totale); essa è costituita per l'80%

da impianti eolici, la cui disponibilità è notoriamente variabile in funzione delle condizioni meteorologiche. L'incremento della potenza garantita, anche escludendo la potenza rinnovabile, risulta comunque superiore alla crescita della domanda complessiva di elettricità, pari a circa il 9% nello stesso periodo.

Un tendenziale miglioramento delle condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti elettrici europei è evidente anche dall'esame dei principali indici di affidabilità del sistema elettrico utilizzati dall'UCTE e riassunti nella figura 1.9. Dal 2002 ha iniziato a scendere, anche se di poco (dal 38% al 36%), l'incidenza della potenza massima mensile indisponibile sulla potenza netta totale. Tra il 2000 e il 2006 è notevolmente aumentata la capacità residua in assenza di scambi con altri paesi: da un minimo mensile di circa il 12% al 18% della potenza garantita. Il margine contro carichi di picco è rimasto praticamente invariato a valori minimi mensili prossimi al 4% in rapporto alla potenza garantita. Tuttavia, in rapporto alla potenza garantita è più che raddoppiato (dal 5% a oltre il 10%) il valore minimo mensile del margine residuo, definito come differenza tra capacità residua in assenza di scambi e margine contro carichi di picco.

Se gli indici di sicurezza del sistema elettrico possono apparire relativamente tranquillizzanti in termini di disponibilità di potenza, non altrettanto rassicurante è la situazione sul fronte dell'energia, soprattutto sugli approvvigionamenti di gas da cui l'Unione europea dipenderà in modo crescente e critico nei prossimi due decenni e il cui prezzo è legato in modo implicito o esplicito a quello del petrolio. La tavola 1.7 sintetizza le ultime previsioni dell'AIE al 2030 sull'*input* alla generazione elettrica nelle principali aree del mondo.

⁵ Specificamente: Austria, Bosnia Erzegovina, Belgio, Bulgaria, Svizzera, Repubblica Ceca, Germania, Spagna, Francia, Grecia, Croazia, Ungheria, Italia, Lussemburgo, Montenegro, Repubblica ex Macedonia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania, Serbia, Slovenia, Repubblica Slovacca, Ucraina zona occidentale.

⁶ Nel 2006 la potenza netta dell'UCTE raggiungeva una media mensile di 619 GW contro una potenza garantita di 422 GW. Tra il 2000 e il 2006 la potenza rinnovabile è cresciuta da circa 10 GW a 45 GW.

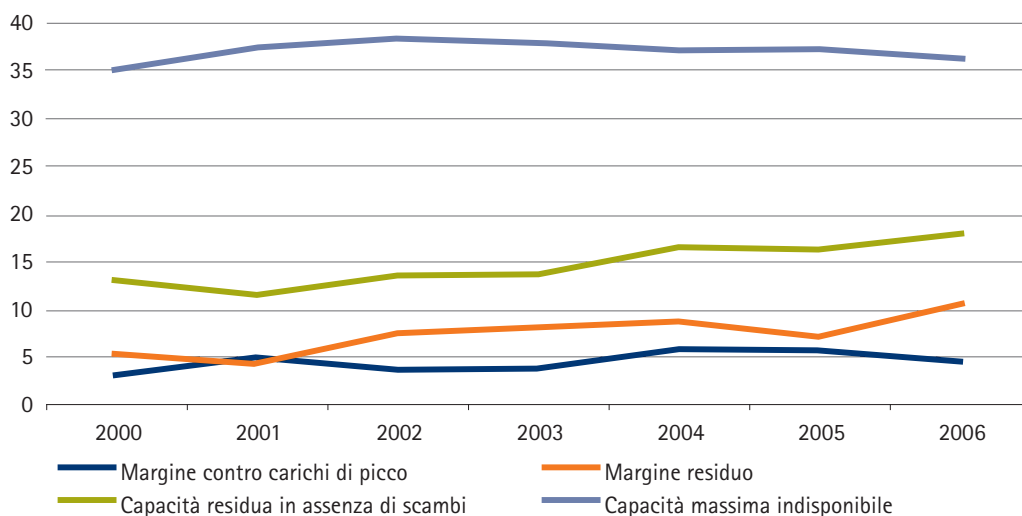


FIG. 1.9

Indici di sicurezza delle forniture elettriche nei paesi UCTE nel periodo 2000-2006
Valori percentuali

Fonte: UCTE, *Statistical Yearbook 2000-2006*.

	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	NUCLEARE	FONTI RINNOVABILI	TOTALE
ANNO 2005						
Paesi sviluppati	918	118	383	612	203	2.234
Paesi in transizione	135	26	278	73	31	543
Paesi in via di sviluppo	902	154	250	36	146	1.488
MONDO	1.955	298	911	721	380	4.265
ANNO 2030 – SCENARIO DI RIFERIMENTO						
Paesi sviluppati	1.097	65	599	616	438	2.815
Paesi in transizione	142	18	360	104	56	680
Paesi in via di sviluppo	2.218	155	778	134	445	3.730
MONDO	3.457	238	1.737	854	939	7.225
ANNO 2030 – SCENARIO ALTERNATIVO						
Paesi sviluppati	741	57	511	751	510	2.570
Paesi in transizione	119	16	289	124	64	612
Paesi in via di sviluppo	1.579	129	589	206	616	3.119
MONDO	2.439	202	1.389	1.081	1.190	6.301

TAV. 1.7

Previsioni di fabbisogno mondiale di energia per la generazione elettrica
Milioni di tep

Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2007*.

La sicurezza nelle forniture di petrolio

La situazione incerta degli approvvigionamenti mondiali di petrolio a breve termine è già stata illustrata nella prima sezione di questo capitolo. Per il prossimo decennio e oltre, si aggiungono diverse criticità tra cui il calo irreversibile della produzione dei paesi non OPEC, l'incerta e comunque scarsa propensione dell'OPEC a investire in un sufficiente aumento

della capacità produttiva, la forte crescita dei fabbisogni dei paesi in via di sviluppo.

Nel suo scenario di riferimento, riportato nella tavola 1.8, l'AIE prevede per il petrolio un fabbisogno aggiuntivo al 2030 rispetto al 2005 di 1,6 miliardi di t/anno (da 3,8 a 5,4 miliardi di t/anno). Lo scenario del WEO (*World Energy Outlook*) alternativo, basato su un forte impegno nel risparmio e nell'efficienza energetica e sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, non

pare molto realistico considerato che solo l'Unione europea e forse il Giappone hanno intrapreso questa strada con decisione, mentre i paesi a forte crescita energetica continuano sulla scia di uno scenario tradizionale⁷. A fronte di questa accelerazione dei fabbisogni non appaiono ancora segni convincenti di una volontà di adeguamento da parte dei paesi produttori.

I paesi non OPEC difficilmente potranno incrementare la produzione in modo significativo. Secondo l'AIE anche la produzione russa difficilmente potrà aumentare nel futuro. Nel prossimo decennio si potrà tuttavia contare su crescenti contributi di prodotti derivati dagli oli pesanti e dalle scisti bituminose a costi che sono oramai ampiamente compatibili con i prezzi di mercato⁸ anche se, con le attuali tecnologie di estrazione, lo sviluppo di queste fonti fossili comporta notevoli problemi ambientali locali. Né si può fare molto affidamento sui sostituti del petrolio prodotti a partire dalle biomasse. Il leggero aumento di 0,5 milioni di barili/giorno previsto nel 2008 per i paesi non OPEC nel loro complesso (da 50,1 a 50,6 milioni di barili/giorno) è per metà dovuto ai biocarburanti di origine diversa dagli Stati Uniti o dal Brasile. Ma è difficile contare su ulteriori forti contributi da questa fonte dopo l'allarme alimentare lanciato dalla

FAO e dalla Banca mondiale, confermato anche dal Fondo monetario internazionale, per gli aumenti di prezzo dei cereali e conseguenti "guerre del pane" e milioni di poveri senza cibo in una quarantina di paesi, causati almeno in parte dall'uso delle terre coltivabili per la produzione di biomasse per energia in sostituzione di cereali per alimentazione.

I paesi OPEC non hanno alcun incentivo a investire in attività di ricerca e sviluppo di idrocarburi fin tanto che il prezzo rimane elevato. Nella consapevolezza che un aumento della produzione risulterebbe in un calo dei prezzi, mirano al migliore equilibrio tale da massimizzare le entrate al costo minimo. Permangono sempre maggiori dubbi sulla reale volontà dei paesi OPEC di aumentare la produzione in attesa di vedere come i consumi mondiali reagiscono ai prezzi elevati. L'Iraq, la cui ricostruzione dipende in buona parte dalle vendite di petrolio, con opportuni investimenti potrebbe aumentare la produzione dagli attuali 2,3 milioni di barili/giorno a oltre 5 milioni nel prossimo quinquennio. Ma un tale scenario sarebbe possibile solo nell'ipotesi di una rapida pacificazione del paese e richiederebbe un difficile accordo con gli altri membri dell'OPEC sulle quote produttive.

TAV. 1.8

Previsioni di fabbisogno mondiale di energia primaria

Milioni di tep

	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	NUCLEARE	FONTI RINNOVABILI	TOTALE
ANNO 2005						
Paesi sviluppati	1.130	2.246	1.211	612	343	5.542
Paesi in transizione	204	220	539	73	44	1.080
Paesi in via di sviluppo	1.557	1.362	605	36	1.076	4.636
MONDO	2.891	3.828	2.355	721	1.463	11.258
ANNO 2030 – SCENARIO DI RIFERIMENTO						
Paesi sviluppati	1.318	2.479	1.654	616	733	6.800
Paesi in transizione	229	283	743	104	74	1.433
Paesi in via di sviluppo	3.446	2.606	1.551	134	1.534	9.271
MONDO	4.993	5.368	3.948	854	2.341	17.504
ANNO 2030 – SCENARIO ALTERNATIVO						
Paesi sviluppati	943	2.242	1.480	751	872	6.288
Paesi in transizione	198	250	640	124	84	1.296
Paesi in via di sviluppo	2.558	2.213	1.326	206	1.689	7.992
MONDO	3.699	4.705	3.446	1.081	2.645	15.576

Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2007*.

⁷ Al riguardo, va notato che i consumi futuri previsti dal WEO negli ultimi 15 anni si sono sempre allineati agli scenari di riferimento molto più che agli scenari alternativi.

⁸ I costi di estrazione variano tra 20 \$/barile per gli oli pesanti venezuelani e 50 \$/barile per le scisti bituminose canadesi. Tuttavia, date le residue incertezze sul futuro prezzo del petrolio, le compagnie esitano a effettuare gli elevati investimenti richiesti.

La sicurezza nelle forniture di gas

Un problema ancora più critico per l'Unione europea riguarda il gas naturale, legato alle scelte di politica energetica della maggior parte dei suoi paesi membri finalizzate a un utilizzo crescente di questa fonte per la generazione elettrica. La problematica riguarda tre principali temi: la competizione tra la domanda interna e l'esportazione dei paesi produttori; la disponibilità di gas; il controllo delle reti e delle risorse.

Sicurezza gas – Competizione tra domanda interna ed esportazione

La crescita della domanda interna dei paesi produttori è tra i fattori più critici per il futuro dell'offerta di gas sui mercati internazionali. L'Indonesia già da diversi anni ha dovuto ridurre le esportazioni per far fronte alla crescita della domanda interna. In Nigeria gli investimenti delle multinazionali in due nuovi terminali di GNL attendono le decisioni del governo sullo sviluppo dei consumi domestici. Analogamente, la crescente domanda interna di gas egiziano avrà effetti limitativi sulle esportazioni future. Il problema può essere particolarmente acuto per gli approvvigionamenti dalla Russia la cui economia cresce a tassi annui superiori al 6% che si rifletteranno inevitabilmente anche sul fabbisogno di gas naturale. Il Ministero dell'industria e dell'energia russo ha previsto un potenziale deficit per il mercato interno di 4 miliardi di m³ nel 2008 che crescerà a 28 miliardi entro il 2010 e a 47 miliardi entro il 2015. Sintomatico delle potenziali difficoltà che si intravedono nel corso del prossimo decennio è lo sviluppo del giacimento di Sakhalin (attualmente sotto la guida della multinazionale Exxon Mobil) che sembra avere subito un temporaneo rallentamento in attesa della decisione del governo russo sulla scelta tra esportare la produzione del giacimento in Cina o destinarla ai consumi interni.

La domanda interna di gas può riflettersi anche sulla disponibilità di petrolio per l'esportazione. Già dagli anni Settanta l'Iran ha adottato una politica di sviluppo degli usi interni del

gas naturale con il fine di liberare le risorse di petrolio per l'esportazione⁹. Le esportazioni di petrolio saudita nel prossimo decennio dipendono sostanzialmente anche dalle risorse di gas naturale di cui il Regno dispone. Le ricerche di gas naturale nel vasto bacino del Rub al Khali, che avrebbero dovuto soddisfare il fabbisogno interno di gas per decine di anni, non hanno dato il risultato atteso, nemmeno con il contributo delle compagnie e della tecnologia occidentale, consentito a partire dal 2003. A fronte di una domanda rapidamente crescente per dissalazione, generazione elettrica, sintesi chimica e industria pesante, il paese potrebbe essere molto presto costretto a dirottare una parte crescente del suo petrolio per usi interni. In effetti, l'aumento della capacità produttiva previsto dal governo saudita dagli attuali 11,2 milioni di barili/giorno a 12,5 e 15,5 milioni di barili /giorno, rispettivamente nel 2010 e nel 2020, sarà in buona parte destinato ai consumi interni¹⁰.

Sicurezza gas – Disponibilità di gas

La crescente difficoltà incontrata nello sviluppo di gas russo può stupire, considerando che la Russia possiede di gran lunga le più vaste risorse di gas naturale su scala planetaria. Tuttavia, è dalla fine degli anni Novanta che la produzione russa sembra essere entrata in crisi, richiedendo sempre maggiori integrazioni da parte di gas turkmeno, uzbeko e, ultimamente, anche di gas kazako. Il contributo di queste tre fonti di gas alla produzione dei quattro paesi esportatori dell'ex URSS è aumentato dal 12% nel 1997 al 19% nel 2006 (Fig. 1.10). Dopo il forte aumento nel 2006, dovuto alle rigide condizioni climatiche, la produzione russa è calata più di quanto poteva essere giustificato dall'andamento della domanda. Secondo molti analisti, la riconquista del settore energetico russo da parte dello Stato negli ultimi anni ha frenato gli investimenti provocando una stagnazione nella produzione. I ricavi delle attività di Gazprom non vengono reinvestiti nella misura dovuta in ricerca e sviluppo di idrocarburi, ma in attività diverse dal *core business*. Tuttavia, il nodo centrale del problema riguarda l'entità dei ricavi. I

⁹ Le esportazioni di gas naturale dall'Iran rappresentano una quota trascurabile (storicamente < 5%) della produzione che ha superato 100 miliardi di m³ nel 2005. Per contro, le esportazioni di petrolio iraniano rappresentano il 65% della produzione.

¹⁰ Il consumo interno di petrolio era pari a 2,0 milioni di barili/giorno nel 2006 e potrebbe crescere a oltre 3,5 milioni di barili/giorno nel caso che la produzione di gas naturale non riesca a mantenere il previsto ritmo.

prezzi interni artificialmente bassi riducono i profitti di Gazprom e, di conseguenza, gli investimenti. Il prezzo di vendita sul mercato interno nel 2007 è stato mediamente pari ad appena 51 \$/1.000 m³, mentre Gazprom vendeva il gas a 109 \$/1.000 m³ ai paesi ex sovietici e a 263 \$/1.000 m³ ai paesi dell'Europa occidentale¹¹.

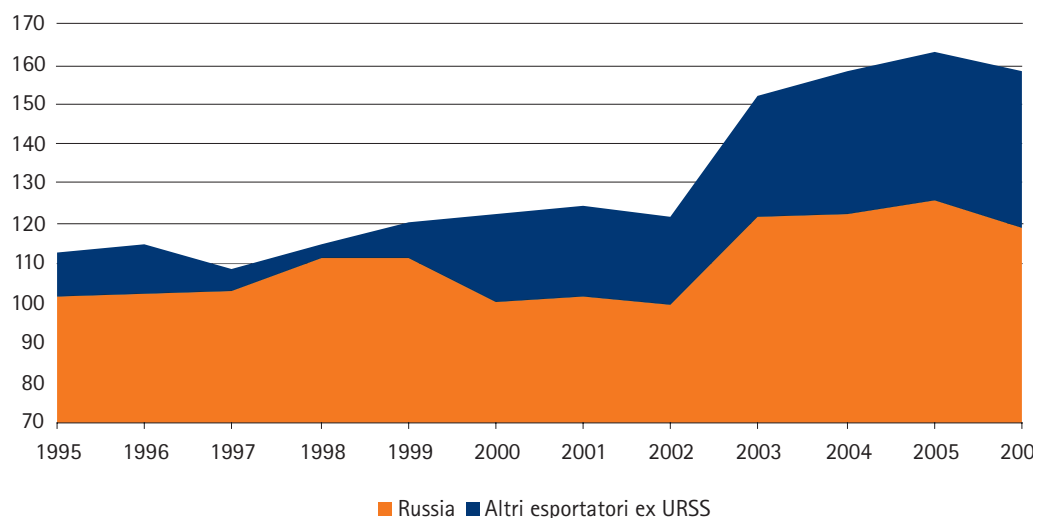
A questi prezzi Gazprom perdeva 20 \$/1.000 m³ venduti sul mercato interno russo, perdita che veniva solo parzialmente compensata dal margine realizzato con le vendite ai paesi ex sovietici ed europei, pari rispettivamente a 12 e a 71 \$/1.000 m³. I margini disponibili sarebbero insufficienti a coprire i costi di sviluppo dei nuovi giacimenti necessari per sostenere la produzione negli anni futuri. Il costo medio di produzione nei giacimenti dell'Urengoi, è attualmente di circa 15 \$/1.000 m³ ma questi giacimenti sono in via di esaurimento, con un declino annuo del 4-5%. Il mantenimento degli attuali tassi di estrazione richiede grossi investimenti per sfruttare gli strati inferiori che ne aumenteranno il costo. Ma non sarà possibile coprire la domanda futura senza il contributo crescente dei nuovi giacimenti di Yamal e Shtokman. Ubicati a Nord del circolo polare artico in condizioni climatiche estreme, questi giacimenti avranno costi per

1.000 m³, rispettivamente dell'ordine di 45 \$ e 70 \$, da 3 a 4 volte il costo attuale. Al fine di permettere i necessari investimenti, il governo russo si è posto l'obiettivo di imporre prezzi di mercato al settore non domestico entro il 2011 e a quello domestico forse entro il 2015. Il programma di liberalizzazione è tuttavia in forte ritardo.

La questione della disponibilità di gas russo è soprattutto preoccupante per gli approvvigionamenti europei. Secondo le previsioni della Commissione europea oltre 200 miliardi di m³ del fabbisogno di gas naturale dell'Unione europea nel 2020 non sono attualmente coperti da contratti di lungo termine. La crescita dei fabbisogni nel prossimo decennio è talmente forte che i due progetti South Stream e Nabucco non possono considerarsi in concorrenza ma devono essere visti come complementari. Il principale problema è che allo stato attuale nessuno dei due può considerarsi sicuro in termini di disponibilità di offerta di gas. Gazprom non sta effettuando gli investimenti necessari per alimentare South Stream, North Stream, Cina ecc. A meno di un radicale salto di qualità negli investimenti nell'*upstream*, è difficile che la Russia possa contribuire a oltre un quarto del deficit europeo, considerando il calo degli attua-

FIG. 1.10

Contributo dei paesi esportatori dell'ex URSS alle esportazioni di gas naturale verso i paesi dell'Europa occidentale G(m³)



Fonte: BP, *Review of World Energy 2007*.

¹¹ I dati economici e finanziari su Gazprom sono stime della banca moscovita Renaissance Capital.

li giacimenti e la crescita della domanda interna. Al fine di coprire il previsto fabbisogno, la Russia dovrebbe mettere in funzione nuova capacità produttiva per circa 300 miliardi di m³/anno entro il 2020, circa il 60% dell'attuale capacità, inclusa quella necessaria per sostituire i giacimenti esauriti.

La disponibilità per il progetto Nabucco è attualmente limitata al gas prodotto dai giacimenti azeri e forse turkmeni, non molto più di 10 miliardi di m³ e tutti ancora da sviluppare. La fornitura dei rimanenti 20 miliardi di m³ necessari per riempire il gasdotto a regime rimane problematica. Le risorse turkмене, kazache e uzbeche attualmente alimentano il deficit di produzione russo e quelle azere sono limitate. Le riserve del Turkmenistan e del Kazakhstan permettono un notevole incremento produttivo di questi due paesi, ma sono già in parte destinate ad alimentare il crescente fabbisogno dei maggiori paesi asiatici (Cina, India e Pakistan). Le altre potenziali fonti di gas per Nabucco, l'Iran e l'Iraq, presentano problemi di sicurezza e non si può contare su di esse almeno nel prossimo futuro. Tuttavia, l'Iraq sarebbe disponibile a offrire attorno a 7 miliardi di m³/anno e l'Iran ha già sottoscritto un contratto per la fornitura a clienti europei di 5,5 miliardi di m³/anno per 25 anni a partire dal 2009¹². Inoltre, nell'aprile 2008 ha preso forma concreta l'accordo tra Iran, India, Pakistan per la costruzione di un metanodotto di 2.600 km per la fornitura di 30 miliardi di m³ di gas iraniano.

Sicurezza gas – Il controllo delle reti e delle risorse

Dati gli elevatissimi costi di produzione dei nuovi giacimenti artici, non sorprende che Gazprom stia cercando di entrare in giacimenti in altri paesi a costi più bassi, sia di petrolio sia di gas naturale. Indicativo, a tale riguardo, è l'accordo con Eni Spa per una suddivisione paritaria della quota di 33,3% del giacimento libico Elephant, che dovrà comunque essere avallato anche dal governo libico¹³. Non si tratta di un giacimento di gas ma l'iniziativa permette a Gazprom di entrare nell'*upstream* libico ricco di giacimenti di gas a basso costo. Gazprom è interessato a sviluppare tutta la catena dell'approvvigionamento di gas e gli accordi di *joint venture* con NOC (*National Oil Corporation of Libya*) soste-

nuti dal governo libico includono, oltre alla ricerca e alla produzione di idrocarburi, anche una partecipazione nel potenziamento del metanodotto Greenstream recentemente concordato con Eni.

Nell'ultimo decennio, a partire dal 1999, con il fine di onorare i suoi contratti europei, Gazprom è stata costretta a ricorrere sempre più massicciamente al gas prodotto nei paesi dell'Asia centrale, soprattutto del Turkmenistan e del Kazakhstan. Questo è stato facilitato dalla rete di infrastrutture interne all'ex URSS e dai rapporti consolidati in epoca storica tra le Repubbliche sovietiche; nella seconda metà degli anni Ottanta il gas turkmeno, uzbeko e azero contribuiva al 35% della produzione sovietica e a circa la metà delle esportazioni verso Ovest. La rinnovata e crescente dipendenza della Russia da forniture di gas provenienti dall'Asia centrale evidentemente riduce le fonti di approvvigionamento alternativo per l'Europa occidentale (e anche per Cina, India e altri paesi asiatici importatori) ponendo molti interrogativi sulla sicurezza degli approvvigionamenti. La scelta di acquistare gas turkmeno e kazako in alternativa a investire nelle proprie risorse di gas non è probabilmente economica considerando il prezzo pagato per 1.000 m³ secondo i più recenti accordi: circa 100 \$ come media del 2007, 130 \$ nella prima metà del 2008 e 150 \$ nella seconda, se tali prezzi vengono confrontati con l'attuale costo medio di produzione di gas russo pari a circa 15 \$/1.000 m³. Ma l'interesse strategico di Gazprom è quello di assicurarsi il più possibile il controllo delle risorse e delle vie di accesso del gas e, di conseguenza, del prezzo.

Molteplici sono le iniziative del gigante russo per acquistare partecipazioni in infrastrutture nevralgiche per gli approvvigionamenti europei di gas. Con Blue Stream, North Stream e South Stream, tutti progetti sviluppati in *joint venture* con società europee, Gazprom ha praticamente conquistato il controllo di quasi 80 miliardi di m³/anno destinati al mercato europeo; l'unica incognita riguarda la disponibilità di gas per riempire i gasdotti. Ha cercato di entrare nella proprietà del gasdotto per la fornitura di gas azero alla Turchia e alla Grecia, con un successivo prolungamento verso l'Italia (progetto IGI). Come già indicato, Gazprom sta negoziando l'entrata nel controllo degli approvvigionamenti

¹² Progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline).

¹³ Tali accordi aprono anche le porte a Eni per *joint venture* nello sviluppo dell'*upstream* russo dando concreto seguito agli accordi tra Eni e Gazprom del novembre 2006.

di gas libico attraverso investimenti nei giacimenti e nel potenziamento di Greenstream. Con l'Algeria sta formulando strategie di coordinamento delle forniture e *joint venture* nell'*upstream*. In Nigeria ha avviato colloqui con il governo per una partecipazione nella costruzione del metanodotto di 4.000 km per congiungere i giacimenti del delta del Niger con la costa algerina per l'esportazione in Europa e altrove.

Più di tutto è preoccupante il tentativo di contrastare il nascente mercato europeo del gas mediante accordi di cartello con i principali produttori. Nell'incontro di Teheran di fine aprile 2008, la Russia ha proposto ai 15 membri del Forum dei paesi esportatori di gas una formula unica per il calcolo del prezzo del gas esportato, la definizione di criteri per la determinazione delle tariffe di transito, un coordinamento sui nuovi progetti di gasdotti internazionali, l'istituzione di meccanismi procedurali per la vendita sui mercati *spot*. L'AIE fa notare che è difficile che un tale cartello possa formarsi fin tanto che vi è concorrenza tra forniture via gasdotto e GNL. Infatti, paiono poco interessati al progetto i paesi le cui esportazioni sono prevalentemente in forma di GNL (Qatar, Oman, Indonesia, Malesia, Trinidad e Tobago) che possono cogliere gli extra margini permessi dalla flessibilità e dalla liquidità del mercato del GNL.

L'impegno dell'Unione europea per la sicurezza energetica

L'Unione europea ha adottato strategie parallele a favore della sicurezza degli approvvigionamenti di energia con azioni sui mercati dell'energia, sull'efficienza energetica, sullo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Fondamentale per la sicurezza degli approvvigionamenti nel settore del gas è l'esistenza di un mercato internazionale liberalizzato e liquido, sorretto da una molteplicità di infrastrutture (trasporto di lungo corso via gasdotto e GNL, interconnessione tra reti nazionali, stoccaggio), da centri di scambio commerciale e da una ampia diversificazione delle forniture. Con lo sviluppo della liberalizzazione e della trasparenza aumenta la liquidità del mercato europeo e si riducono le possibilità di una sua manipolazione da parte degli Stati produttori. Da qui l'importanza per l'Unione europea di

imporre regole uguali per tutti gli operatori, soprattutto nella separazione delle attività di trasmissione, distribuzione e stoccaggio al fine di permettere lo sviluppo neutrale delle infrastrutture e il pieno accesso dei terzi. È solo in tal modo che si può responsabilizzare le imprese a effettuare gli opportuni investimenti nelle infrastrutture e nello sviluppo delle risorse, senza reprimere la concorrenza. Tuttavia, un mercato pienamente concorrenziale non è attuabile se scarseggiano le risorse per alimentarlo, particolarmente quando i paesi esportatori stanno completando la nazionalizzazione delle loro imprese energetiche e focalizzando la politica estera sull'uso politico delle risorse. Il raggiungimento degli obiettivi dell'Unione europea di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili al 2020 contribuiscono alla sicurezza degli approvvigionamenti di fonti fossili in quanto ne riducono il fabbisogno, ma spostano di poco l'equilibrio tra domanda e offerta a livello mondiale, in quanto largamente neutralizzate dal forte sviluppo energetico dei paesi in via di sviluppo. Anche le previsioni dell'AIE sottolineano che non è rivolgendosi all'efficienza energetica e alle fonti rinnovabili che si risolve il problema della sicurezza energetica se non su lunghi periodi dell'ordine di 50-100 anni e oltre.

Nel corso del 2007, di fronte ai crescenti problemi di approvvigionamento di petrolio e gas naturale che si profilano per il futuro, la Commissione europea sembra essersi resa conto della necessità di insistere di più sulle fonti energetiche che sono percorribili nel breve e medio termine e sulle quali vi è più certezza riguardo alle condizioni di sviluppo. Negli ultimi tempi la Commissione ha abbandonato la sua tradizionale neutralità energetica, appoggiando l'energia nucleare in forma esplicita per due fondamentali motivi: è la fonte che in modo più economico e concreto contribuisce al raggiungimento dell'obiettivo di ridurre le emissioni di CO₂ e allo stesso tempo garantisce la sicurezza degli approvvigionamenti di elettricità. A tal fine sta apertamente sollecitando i paesi membri a cooperare per aumentare la sicurezza degli impianti, a trovare una soluzione per il trattamento dei residui e ad agevolare le procedure di autorizzazione delle centrali nucleari, il loro finanziamento e la loro gestione affidabile.

Domanda e offerta di energia in Italia

Nel 2007, per il secondo anno consecutivo, è calato il consumo di energia primaria, dello 0,9% rispetto allo 0,8% verificatosi nel 2006. Analogamente, i consumi finali complessivi sono calati dell'1,1% rispetto allo 0,6% dell'anno precedente. Inoltre, i consumi di energia elettrica, tolte le perdite di trasporto e di distribuzione, sono aumentati di appena lo 0,3%. Questo andamento è avvenuto in presenza di una relativamente forte crescita dell'economia dell'1,5% in termini di PIL a prezzi costanti. Il rapporto tra consumo di energia primaria e PIL è pertanto calato per il terzo anno consecutivo, assieme a quello dell'energia finale. Inoltre, per la prima volta negli ultimi due decenni¹⁴ si è verificato un calo anche nell'intensità elettrica del PIL (Fig. 1.11). Come per il 2006, è tuttavia troppo presto per trarre conclusioni rassicuranti sulle cause virtuose di questo miglioramento nell'effi-

cienza del sistema energetico. Un periodo di forte sviluppo del PIL notoriamente favorisce il ricambio degli impianti verso una maggiore efficienza nell'uso dell'energia, particolarmente se preceduto da molti anni di crescita bassa; da un incremento medio annuo del PIL dello 0,4% tra il 2002 e il 2005 si è infatti passati a un aumento dell'1,7% come media del 2006-2007. Inoltre, il 2007, più ancora del 2006, è stato nel complesso caratterizzato da un clima relativamente mite che ha moderato i consumi di energia per riscaldamento degli ambienti¹⁵. Infine, l'aumento del prezzo delle fonti di energia ha presumibilmente iniziato a indurre un contenimento nel loro utilizzo, con maggiore evidenza nel caso dei carburanti. Peraltro, non è da sottovalutare l'ancora significativo potenziale di crescita dei consumi elettrici che hanno appena raggiunto la media europea del 20% dei consumi finali (Fig. 1.12).

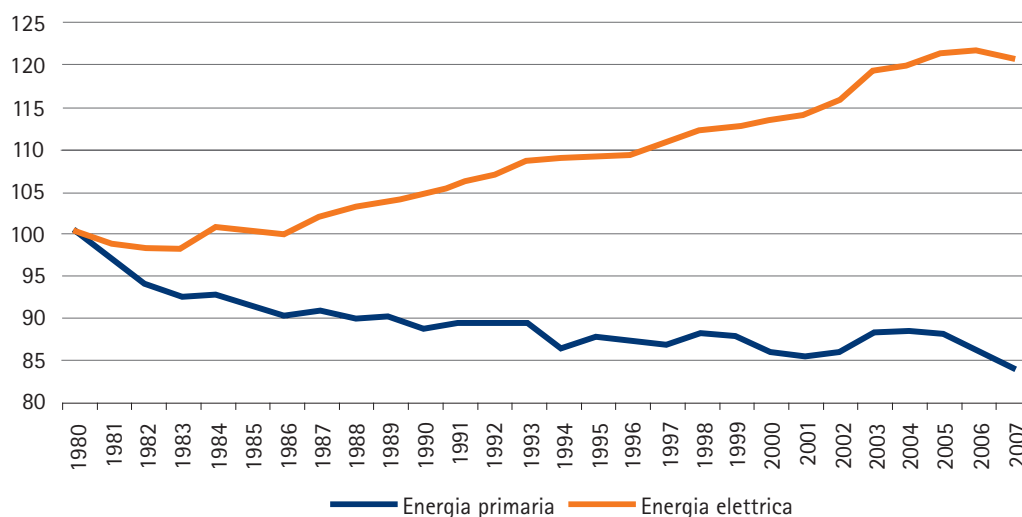


FIG. 1.11

Intensità energetica del PIL nel periodo 1980-2007

Numeri indice 1980 = 100

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

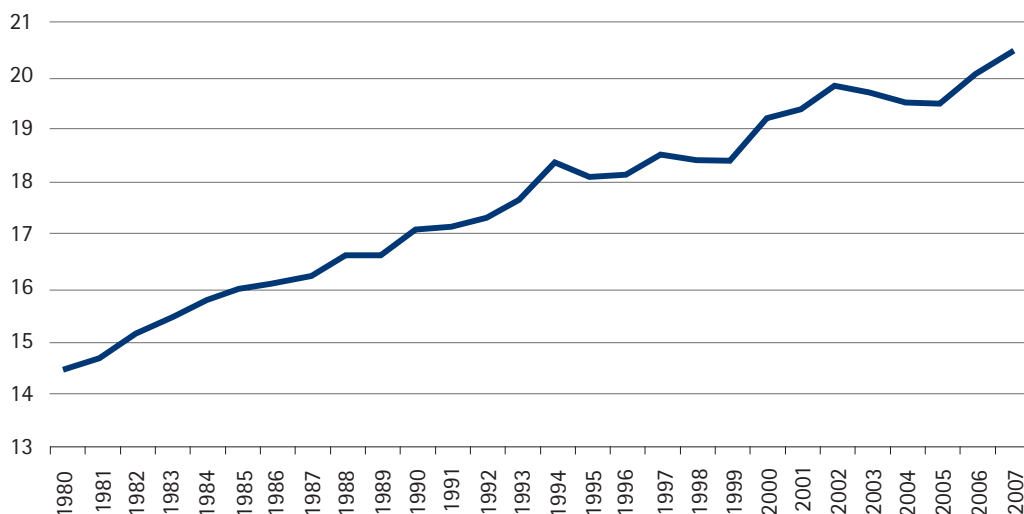
¹⁴ L'ultimo calo si è verificato nel 1984-1985 e in precedenza nel 1981-1982, anni di alto prezzo dell'energia e soprattutto di ristrutturazione del sistema energetico nazionale.

¹⁵ Il 2006 è stato segnato da un inizio d'anno con picchi di intenso freddo contro un fine d'anno relativamente mite; viceversa, i primi tre mesi del 2007 sono stati molto miti mentre novembre e dicembre erano piuttosto freddi.

FIG. 1.12

Penetrazione dell'energia elettrica negli usi finali di energia

Valori percentuali



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

TAV. 1.9

Bilancio dell'energia in Italia nel 2006 e nel 2007

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2007						
1. Produzione	0,56	8,01	5,86	13,55	0,00	27,98
2. Importazione	16,65	61,01	108,48	0,68	10,69	197,51
3. Esportazione	0,11	0,06	30,98	0,00	0,58	31,72
4. Variazione scorte	-0,28	-1,08	0,67	0,00	0,00	-0,69
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,38	70,04	82,70	14,23	10,11	194,45
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,64	-0,86	-6,25	-0,17	-42,43	-50,35
7. Trasformazione in energia elettrica	-12,00	-27,43	-7,80	-11,72	58,95	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,74	41,75	68,65	2,34	26,62	144,10
- Industria	4,57	16,40	7,61	0,35	12,09	41,02
- Trasporti	0,00	0,48	43,16	0,12	0,89	44,65
- Usi civili	0,01	23,77	4,83	1,64	13,16	43,41
- Agricoltura	0,00	0,16	2,47	0,23	0,48	3,34
- Sintesi chimica	0,16	0,94	6,98	0,00	0,00	8,08
- Bunkeraggi	0,00	0,00	3,60	0,00	0,00	3,60
ANNO 2006						
1. Produzione	0,51	9,06	5,77	13,40	0,00	28,73
2. Importazione	16,79	63,85	107,00	0,84	10,25	198,73
3. Esportazione	0,19	0,30	27,34	0,00	0,35	28,18
4. Variazione scorte	-0,05	2,91	0,22	0,00	0,00	3,08
5. Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	17,15	69,70	85,21	14,23	9,90	196,19
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,74	-0,83	-5,99	-0,09	-42,89	-50,53
7. Trasformazione in energia elettrica	-11,86	-26,02	-9,50	-12,15	59,53	0,00
8. Totale impieghi finali (5+6+7)	4,56	42,85	69,73	1,99	26,55	145,66
- Industria	4,41	16,42	7,66	0,29	12,11	40,90
- Trasporti	0,00	0,44	43,07	0,15	0,88	44,54
- Usi civili	0,01	24,89	5,96	1,37	13,08	45,30
- Agricoltura	0,00	0,15	2,59	0,17	0,47	3,38
- Sintesi chimica	0,14	0,95	6,93	0,00	0,00	8,02
- Bunkeraggi	0,00	0,00	3,52	0,00	0,00	3,52

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni, esportazioni e perdite valutate a input termoelettrico convenzionale e costante, di 2.200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati pubblicati nella *Relazione generale della situazione economica del paese 2007* del Ministero dell'economia e delle finanze, dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico e dati TERNA.

I fatti più salienti che hanno caratterizzato il settore energetico nel 2007 vengono di seguito illustrati con riferimento al bilancio energetico, riportato nella tavola 1.9. Si illustrano brevemente il quadro dei fabbisogni finali e in successione le fasi della trasformazione in energia finale, l'*import-export* delle fonti di energia per arrivare alla produzione interna delle fonti primarie. Si tratta del percorso inverso a quello dell'approvvigionamento stesso ma ha il vantaggio di permettere una più realistica rappresentazione degli elementi di causa ed effetto che determinano le dinamiche lungo la catena dell'energia.

Rispetto al 2006 è evidente un regresso di quasi tutte le voci del bilancio degli usi finali. Quando i consumi non sono calati, sono rimasti quasi invariati o sono aumentati di poco. A livello di settore sono aumentati solo i consumi di petrolio per la sintesi chimica e marginalmente di carburante per i trasporti stradali, influenzati negativamente dal crescente prezzo alla pompa durante l'anno. In quest'ultimo settore è tuttavia notevole il balzo dei consumi di gas naturale, prossimo al 10% per il secondo anno consecutivo, anche se questa fonte rappresenta ancora poco più dell'1% dei consumi totali per il trasporto. Gli usi civili presentano un forte calo dei consumi, essenzialmente legato alle miti temperature invernali, come si evince dall'andamento fortemente negativo dei consumi di petrolio e di gas naturale in questo settore. L'industria evidenzia solo un leggero aumento dei consumi, anche qui influenzati negativamente dalle miti temperature invernali. Il calo nell'agricoltura è quasi interamente ascrivibile agli usi del petrolio nelle macchine agricole, mentre è apprezzabile l'aumento relativo dei consumi di gas naturale.

Il calo dei consumi negli usi finali si è concentrato sul gas naturale e sul petrolio, con una diminuzione praticamente identica in termini assoluti: rispettivamente 1,10 e 1,08 Mtep. L'elettricità ha mostrato aumenti molto modesti nell'agricoltura (1,5%) e nei trasporti (1,3%) e ancora meno significativi nel settore civile (0,6%). Questi risultati sono in forte controtendenza con quelli dell'anno precedente, caratterizzato da una crescita prossima al 2% dei consumi elettrici in tutti i settori finali. Essi probabilmente riflettono il ricambio tecnologico a favore di impianti più efficienti indotto sia dagli aumenti del prezzo dell'elettricità, soprattutto nella più sensibile industria, sia dall'effetto delle politiche a favore dell'efficienza energetica (*labelling* degli elettrodomestici, decreti ministeriali 20 luglio 2004 che hanno definito obblighi in capo ai distributori e altri incentivi al risparmio energetico). Molto forte risulta l'incremento dei consumi di fonti

rinnovabili negli usi finali (17,9%) seppure a livelli tuttora molto bassi (appena 2,3 Mtep).

Il 2007 è stato caratterizzato anche da un leggero calo della generazione elettrica depurata dei pompaggi (-1,0%). Tale riduzione evidentemente non rappresenta un deficit del sistema elettrico nazionale, che è stato molto potenziato negli ultimi anni, quanto l'effetto del crescente divario di prezzo della generazione nazionale basata prevalentemente su fonti fossili importate rispetto alle importazioni di energia dalla Francia e da altri paesi limitrofi, prodotta da fonti interne largamente protette dagli aumenti del prezzo internazionale del petrolio e del carbone. Tra il 2006 e il 2007 il costo medio per la generazione in Italia riferito al solo combustibile è infatti aumentato di oltre il 25%.

Come conseguenza le importazioni elettriche hanno visto un significativo aumento rispetto al 2006 (+4,2%), pur rimanendo inferiori a quelle del 2005 (10,7 Mtep contro 11,1 Mtep). In compenso sono molto aumentate le esportazioni sulla frontiera francese (+64%), soprattutto nel mese di novembre, per fare fronte ai picchi di domanda e agli elevati prezzi su Powernext, determinati da scioperi nonché da fuori uso e malfunzionamenti di alcune centrali francesi. In questi frangenti la generazione dai cicli combinati italiani può essere competitiva, nonostante l'elevato prezzo del gas naturale. Questo ha permesso di contenere l'aumento delle importazioni nette a poco più del 2,0% (da 9,9 Mtep a 10,1 Mtep).

L'aumento significativo della generazione da gas naturale (+5,4%) e della generazione da carbone (+1,2%) è stato neutralizzato dal forte calo della generazione da petrolio (-17,9%) e dalla generazione idroelettrica da apporti naturali (-9,5%), ridotta rispetto alla media storica anche per via dei crescenti vincoli locali posti dagli usi alternativi delle acque. Nel loro complesso le altre fonti rinnovabili hanno segnato un apprezzabile aumento (+11,4%) spinte dall'energia eolica (+40%), di modo che nel complesso la generazione da fonti rinnovabili è calata del 3,6%.

Nel 2007 i consumi e le perdite del settore energetico hanno rappresentato il 25,9% della disponibilità per il consumo interno, sostanzialmente in linea con i valori del 2005 e del 2006. Alla disponibilità per il consumo interno di tutte le fonti primarie hanno contribuito per l'85,3% le importazioni, per il 14,4% la produzione nazionale e per lo 0,3% i prelievi dalle scorte. Notoriamente, il contributo della produzione interna è

massimo per l'energia rinnovabile (93,4%) ma da diversi anni stanno aumentando le importazioni di biomasse, con una incidenza cresciuta dal 5,8% del totale nel 2005 al 6,6% nel 2007. Nel corso dell'anno è calato ulteriormente il contributo della produzione interna di gas naturale, oramai ridotto ad appena l'11,4% della disponibilità totale, mentre il prelievo dagli stocaggi ha permesso di contenere le importazioni all'87,0% della disponibilità totale prima dei consumi e delle perdite, rispetto al 91,2% dell'anno precedente. Tuttavia, è essenzialmente per via della stagnazione dei consumi che il 2007 ha visto un' apprezzabile diminuzione delle importazioni di gas naturale (-4,5%). Seppure a fronte di un calo apprezzabile dei consumi, le importazioni di greggio, semilavorati e distillati sono invece rimaste quasi stazionarie a 108,5 Mtep, per soddisfare l'aumento delle esportazioni di prodotti finiti (+13,3%). La produzione nazionale di petrolio è aumentata leggermente a seguito dell'entrata in produzione dei nuovi giacimenti della Val d'Agri, rappresentando tuttavia solo il 7,1% della disponibilità totale per il consu-

mo interno nel 2007. Con l'entrata in esercizio del giacimento di Tempa Rossa nel 2011, tale contributo dovrebbe aumentare significativamente. Più in generale vi è stata negli ultimi anni una forte ripresa degli investimenti nell'*upstream* italiano, indotto più dall'elevato prezzo internazionale degli idrocarburi che da miglioramenti nel quadro autorizzativo locale. Questo ha già portato a un apprezzabile numero di scoperte di giacimenti di olio e gas e alla perforazione di 11 pozzi nel 2007. È tuttavia difficile che questo possa invertire il trend calante della produzione nazionale che dura oramai da oltre un decennio. Le importazioni di carbone hanno rappresentato il 95,2% della disponibilità totale per il consumo interno nel 2007. Nonostante il forte aumento del prezzo del carbone sui mercati internazionali, esso rappresenta ancora la fonte energetica più competitiva per la generazione elettrica; il costo medio di generazione da carbone nel 2007, riferito al solo combustibile, poteva stimarsi non superiore al 50% del costo della generazione da gas naturale con cicli combinati moderni.

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/CE 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/CE, 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 la Direttiva aggiornando la metodologia di rilevazione dei prezzi al fine di renderla maggiormente

TAV. 1.10

Metodologia di rilevazione dei prezzi finali dell'energia elettrica e del gas

CARATTERISTICHE DELLA RILEVAZIONE	VECCHIA METODOLOGIA 1991-2007	NUOVA METODOLOGIA DAL GENNAIO 2008
Classificazione dei clienti	Consumatore tipo (consumi annuali puntuali)	Classi annuali di consumo (valori medi)
Periodicità di rilevazione	Semestrale: 1° gennaio e 1° luglio	Semestrale: 1° gennaio e 1° luglio
Periodo di riferimento	Prezzi puntuali in vigore il 1° gennaio e il 1° luglio di ogni anno	Prezzi medi relativi al semestre antecedente il 1° gennaio e il 1° luglio
Copertura geografica	Prezzi locali (zone o località rappresentative)	Prezzi medi nazionali
Tipologia di prezzi	Tariffe/prezzi più rappresentativi per il paese, ovvero tariffe più vantaggiose per il cliente o prezzi liberamente negoziati applicati con maggiore frequenza	Prezzi medi ponderati sulla base delle quote di mercato (volumi), per ogni classe di consumo, dei fornitori di energia elettrica e di gas che partecipano alla rilevazione statistica

Fonte: Elaborazione AEEG su informazioni Eurostat.

TAV. 1.11

Tipologie di consumatori per il settore elettrico

DOMESTICI (kWh/anno)	VECCHIA METODOLOGIA 1991-2007	NUOVA METODOLOGIA DAL GENNAIO 2008
Domestici (kWh/anno)		
Classe DA	600	< 1.000
Classe DB	1.200	1.000-2.500
Classe DC	3.500	2.500-5.000
Classe DD	7.500	5.000-15.000
Classe DE	20.000	>= 15.000
Industriali^(A) (MWh/anno)		
Classe IA	30	< 20
Classe IB	50	20-500
Classe IC	160	500-2.000
Classe ID	1.250	2.000-20.000
Classe IE	2.000	20.000-70.000
Classe IF	10.000	70.000-150.000
Classe IG	24.000	
Classe IH	50.000	
Classe II	70.000	

(A) I consumatori finali industriali possono comprendere altri consumatori non domestici.

Fonte: Elaborazione AEEG su informazioni Eurostat.

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.

Nella tavola 1.10 sono evidenziate le principali differenze tra la vecchia metodologia di rilevazione e la nuova metodologia entrata ufficialmente in vigore il 1° gennaio 2008.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, mantenuta anche con riferimento alla nuova meto-

dologia, 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.

TAV. 1.12

Tipologie di consumatori per il settore gas

TIPOLOGIE DI CONSUMATORI	VECCHIA METODOLOGIA 1991-2007		NUOVA METODOLOGIA DAL GENNAIO 2008	
	GJ/anno	m ³ /anno ^(A)	GJ/anno	m ³ /anno ^(A)
Domestici				
Classe D1	8,37	219,86	< 20	< 525,36
Classe D2	16,74	439,73	20-200	525,36-5.253,60
Classe D3	83,70	2.198,63	>= 200	>= 5.253,60
Classe D3-b	125,60	3.299,26		
Classe D4	1.047,00	27.502,60		
Industriali ^(B)				
Classe I1	418,6	10.995,78	< 1.000	< 26.268
Classe I2	4186	109.957,85	1.000-10.000	26.268-262.680
Classe I3 ^(C)	41.860	1.099.578,48	10.000-100.000	262.680-2.626.800
Classe I4 ^(D)	418.600	10.995.784,80	100.000-1.000.000	2.626.800-26.268.000
Classe I5	4.186.000	109.957.848,00	1.000.000-4.000.000	26.268.000-105.072.000

(A) Fattore moltiplicativo utilizzato per la conversione da gigajoule a metri cubi: 26,268.

(B) I consumatori finali industriali possono comprendere altri consumatori non domestici; inoltre, sono presi in considerazione tutti i consumi industriali di gas esclusi gli usi termoelettrici e gli impieghi non energetici (per esempio, industria chimica).

(C) La classe I3 nella vecchia classificazione prevedeva un'ulteriore disaggregazione nelle sottoclassi I3-1 e I3-2 sulla base di fattori di carico pari, rispettivamente, a 200 giorni/1.600 ore e 250 giorni/4.000 ore.

(D) La classe I4 nella vecchia classificazione prevedeva un'ulteriore disaggregazione nelle sottoclassi I4-1 e I4-2 sulla base di fattori di carico pari, rispettivamente, a 250 giorni/4.000 ore e 330 giorni/8.000 ore.

Fonte: Elaborazione AEEG su informazioni Eurostat.

Le tavole 1.11 e 1.12 consentono di confrontare la classificazione basata sui consumatori tipo con la nuova classificazione basata sulle classi di consumo, rispettivamente, per il settore elettrico e per il settore gas.

Per quanto riguarda l'utenza domestica, le classi di consumo più rappresentative per il nostro paese, in termini di volumi, sono le classi DB (1.000-2.500 kWh annui) e DC (2.500-5.000 kWh annui) per il settore elettrico e la classe D2 (525,36-5.253,60 m³ annui) per il settore gas. Per l'utenza industriale, le piccole-medie imprese presentano consumi elettrici fino a 2 GWh all'anno e quindi rientrano nelle classi IA, IB e IC. Nel settore gas, invece, i consumi dell'utenza industriale (non termoelettrica) si concentrano nelle classi I4 (2,6-26,3 milioni di metri cubi all'anno) e I5 (26,3-105,1 milioni di metri cubi all'anno).

Con l'adozione della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da luglio 2007. Infatti, la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente a gennaio 2008 ma 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. Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat con riferimento al 2° semestre 2007 sulla base della nuova metodologia di rilevazione ed estratti dal database Eurostat in data 8 maggio 2008. 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 kilowattora per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo¹⁶ 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 che sarà possibile non appena l'Eurostat riprenderà a pubblicare i risultati di queste elaborazioni anche con la nuova metodologia di rilevazione¹⁷.

¹⁶ I prezzi Eurostat sono raccolti in valuta nazionale per gigajoule. L'unità dell'energia utilizzata è misurata dal potere calorifico superiore.

¹⁷ Al momento della stesura della *Relazione Annuale* i prezzi espressi a parità di potere d'acquisto erano disponibili, in forma provvisoria, solo per alcune tipologie di consumatori.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per le utenze domestiche

Nel secondo semestre 2007 le famiglie italiane con consumi annui minori di 2.500 kWh hanno pagato per gli usi elettrici

prezzi inferiori di oltre il 20%, al lordo delle imposte, rispetto alla media europea. Per i consumi più elevati i prezzi italiani hanno superato i corrispondenti prezzi medi europei di oltre il 40%, sia al lordo sia al netto delle imposte (Tav. 1.13).

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	17,32	25,52	13,42	19,24	11,78	16,62	11,00	15,40	10,17	14,18
Belgio	18,73	24,43	14,24	18,67	12,86	16,83	11,29	16,21	9,66	15,62
Bulgaria	6,19	7,41	6,03	7,21	6,03	7,21	5,93	7,11	5,98	7,21
Cipro	14,36	16,73	13,32	15,54	13,48	15,72	13,52	15,77	13,61	15,87
Danimarca	12,47	26,76	12,47	26,76	10,27	24,01	8,70	21,24	8,70	21,24
Estonia	6,71	8,12	6,65	7,99	6,52	7,86	6,26	7,61	5,43	6,52
Finlandia	15,96	20,38	10,73	14,00	8,68	11,49	7,39	9,92	5,95	8,16
Francia	18,69	23,37	10,81	14,15	9,14	12,13	7,92	10,62	7,36	9,95
Germania	23,13	33,47	14,74	23,40	12,79	21,05	11,87	19,92	11,46	19,08
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	40,31	45,75	19,75	22,42	16,90	19,18	15,27	17,34	12,94	14,69
Italia	10,56	13,19	10,67	13,32	16,74	23,77	15,54	22,35	16,05	22,95
Lettonia	6,94	7,29	6,94	7,29	6,94	7,29	6,86	7,20	6,64	6,96
Lituania	8,13	9,59	7,64	9,01	7,37	8,70	7,01	8,27	6,65	7,85
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 ^(A)	27,00	n.d.	16,00	14,00	13,00	18,00	12,00	20,00	11,00	18,00
Polonia	11,50	14,94	10,88	14,08	10,69	13,80	7,93	10,43	9,90	12,84
Portogallo	17,82	18,71	14,73	15,46	14,86	15,59	14,22	14,93	13,61	14,28
Regno Unito	16,10	16,89	15,52	16,30	14,11	14,81	12,77	13,40	10,72	11,25
Rep. Ceca	19,68	23,41	14,50	17,27	8,95	10,63	7,19	8,55	5,92	7,05
Romania	9,12	10,92	9,78	11,70	9,54	11,41	9,61	11,49	9,72	11,63
Slovacchia	18,75	22,30	13,58	17,04	11,52	13,70	9,22	10,98	7,10	8,45
Slovenia	16,57	22,88	9,92	13,10	8,61	11,16	7,98	10,21	7,56	9,58
Spagna	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Svezia	20,49	29,06	11,11	17,34	10,13	16,13	8,99	14,70	7,72	13,11
Ungheria	11,29	15,03	11,29	15,03	9,57	12,96	9,87	13,33	7,66	10,67
<i>Croazia</i>	<i>14,89</i>	<i>18,31</i>	<i>8,75</i>	<i>10,93</i>	<i>7,93</i>	<i>9,84</i>	<i>7,52</i>	<i>9,29</i>	<i>7,11</i>	<i>8,88</i>
Norvegia	27,83	36,42	16,88	22,72	10,69	14,98	7,31	10,75	6,29	9,48
Unione europea^(B)	18,05	22,95	12,90	16,92	11,98	16,36	10,80	15,10	10,05	14,20

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; €/kWh

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto fisso, indipendente dal livello di consumo, sul prezzo finale lordo. Pertanto per le classi di consumo più basse il prezzo unitario al lordo delle imposte risulta minore del prezzo netto.

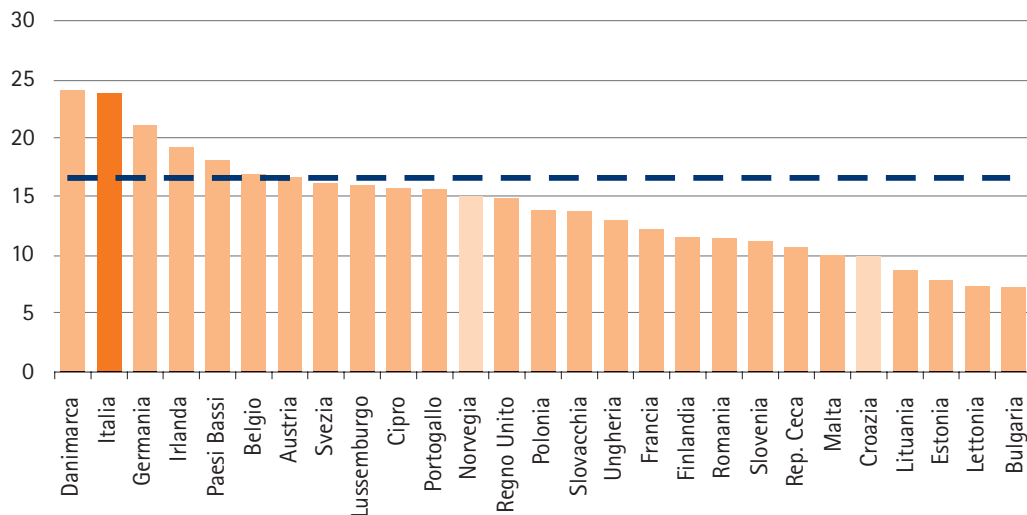
(B) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (25 paesi) ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh; luglio-dicembre 2007^(A); c€/kWh



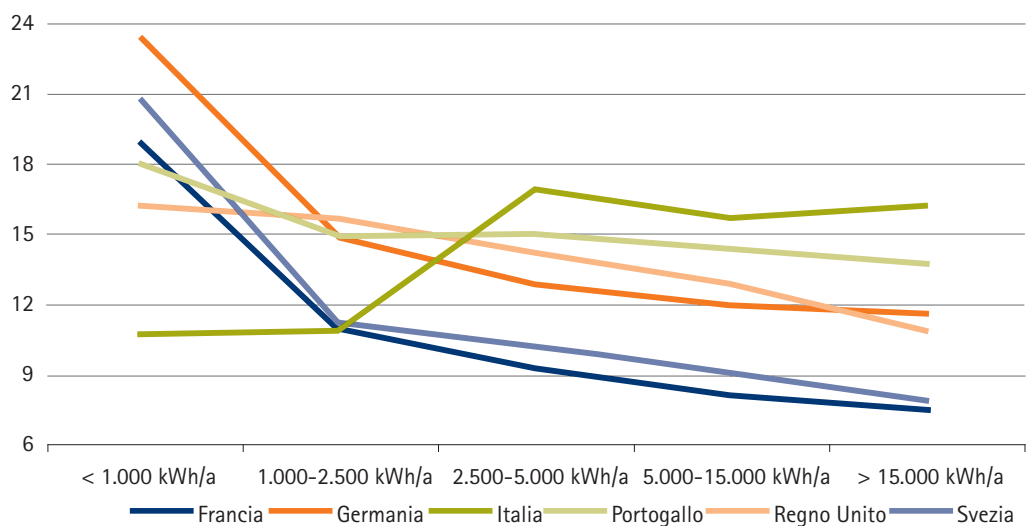
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 25 paesi per indisponibilità dei dati relativi a Grecia e Spagna). Nel grafico sono anche rappresentati i prezzi di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.14

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

Prezzi al netto delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

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 irlandesi. Occorre ricordare, tuttavia, che la Danimarca e la Germania pre-

sentano anche alti livelli di tassazione. Al di sotto della media europea si collocano invece i prezzi di Portogallo, Norvegia, Regno Unito, Francia e Finlandia mentre tra i prezzi più bassi figurano i prezzi relativi ai paesi dell'Europa orientale (ex Repubbliche sovie-

tiche) (Fig. 1.13). 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.

I dati del semestre luglio-dicembre 2007 confermano 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 sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, inferiori a 2.500 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte inferiori a quelli prevalenti in Europa. Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano al di sopra dei valori registrati dai principali paesi europei (Fig. 1.14).

Prezzi per le utenze industriali

Le imprese italiane hanno pagato nel semestre luglio-dicembre 2007 prezzi dell'energia elettrica più elevati rispetto alla media europea per tutte le classi di consumo, sia al lordo sia al netto delle imposte. Gli scostamenti più elevati, superiori al 35%, si riferiscono alle classi di consumo delle piccole e medie imprese: 500-2.000 e 2.000-20.000 MWh annui (Tav. 1.14).

Anche i prezzi lordi pagati dalle imprese danesi, irlandesi, tedesche e inglesi 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 (Fig. 1.15). Occorre sottolineare, tuttavia, che Danimarca e Germania presentano anche livelli di imposizione fiscale particolarmente elevati.

TAV. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/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	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	13,11	17,38	10,79	14,35	8,53	11,49	7,48	10,20	6,62	8,82	5,69	7,44
Bulgaria	6,75	8,13	6,34	7,67	5,62	6,80	5,01	6,08	4,24	5,16	3,83	4,70
Cipro	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Danimarca	8,70	22,04	8,35	21,62	7,65	20,74	7,61	20,68	7,08	20,02	7,08	20,02
Estonia	6,71	8,12	5,62	6,77	5,18	6,26	4,35	5,30	3,32	4,09	3,32	4,03
Finlandia	7,36	9,26	6,53	8,25	5,63	7,15	5,38	6,85	4,05	5,22	4,17	5,37
Francia	9,60	11,89	6,64	8,67	5,24	6,92	4,68	6,31	4,68	6,48	4,33	6,00
Germania	14,79	21,52	10,94	16,14	8,94	13,53	7,76	12,10	7,24	10,84	7,22	11,13
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	15,43	17,51	13,85	15,69	12,35	13,88	10,86	12,00	10,94	12,02	10,26	11,17
Italia	15,04	22,22	12,05	17,52	11,60	16,04	10,55	14,04	7,20	9,42	7,20	9,42
Lettonia	13,03	15,38	7,17	8,46	5,94	7,01	4,99	5,88	4,47	5,28	4,30	5,07
Lituania	9,88	11,65	8,34	9,84	7,20	8,50	5,95	7,03	5,31	6,27	5,05	5,95
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	12,89	13,54	12,21	12,82	9,17	9,63	5,81	6,10	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	18,00	26,00	10,00	14,00	9,00	12,00	8,00	10,00	8,00	10,00	8,00	9,00
Polonia	13,51	17,39	10,03	13,03	8,43	11,04	6,26	8,46	4,70	6,52	4,35	7,47
Portogallo	10,41	13,03	9,55	11,37	7,79	9,11	6,98	8,18	5,62	6,78	4,97	6,08
Regno Unito	13,94	16,82	11,59	14,21	10,33	12,67	9,06	11,10	8,65	10,43	8,24	9,93
Rep. Ceca	14,13	16,83	10,92	13,00	9,46	11,28	7,78	9,24	6,68	7,96	6,68	7,96
Romania	12,09	14,41	10,67	12,73	9,08	10,84	7,90	9,44	6,38	7,63	5,72	6,84
Slovacchia	14,48	17,22	12,54	14,92	10,48	12,48	9,52	11,34	8,48	10,09	7,34	8,75
Slovenia	12,15	15,38	10,66	13,27	8,72	10,92	7,09	8,97	6,16	7,77	6,45	8,15
Spagna	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Svezia	9,49	9,54	7,53	7,59	6,51	6,56	5,77	5,82	5,21	5,26	5,08	5,13
Ungheria	10,89	14,64	11,18	14,98	9,97	13,54	8,62	11,92	7,23	10,25	5,90	8,65
Croazia	9,16	11,34	7,79	9,70	7,24	9,02	6,15	7,65	4,51	5,74	3,96	4,92
Norvegia	7,13	10,51	6,41	9,60	6,28	9,45	5,14	8,02	4,06	6,66	1,95	4,03
Unione europea ^(A)	12,95	17,41	9,95	13,46	8,59	11,60	7,55	10,23	6,61	8,88	6,38	8,67

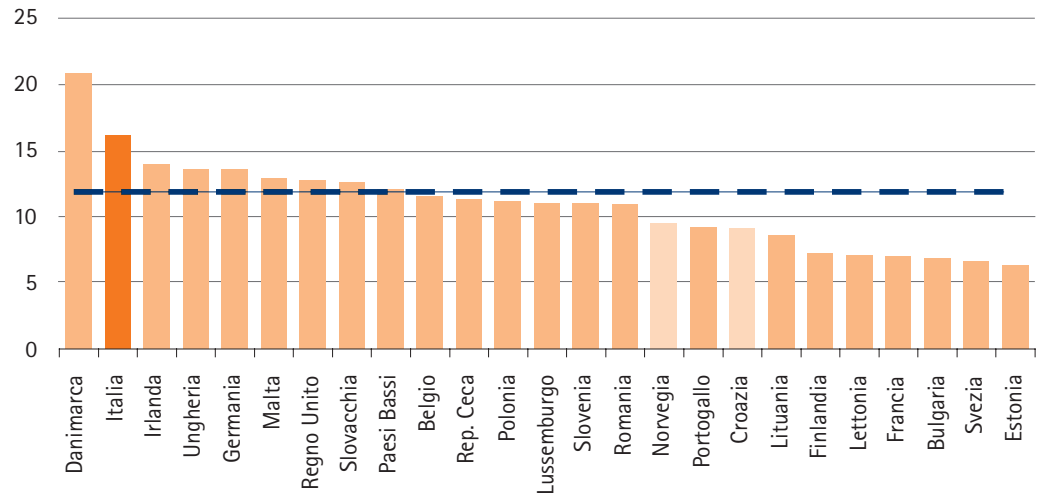
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (23 paesi) ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.15

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh; luglio-dicembre 2007^(A); c€/kWh



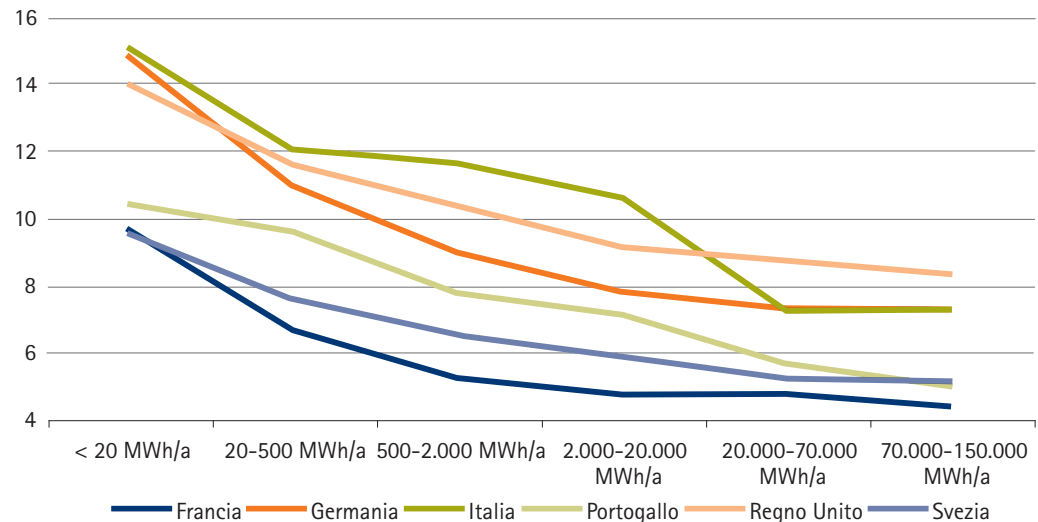
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 23 paesi per indisponibilità dei dati relativi ad Austria, Cipro, Grecia e Spagna). Nel grafico sono anche rappresentati i prezzi di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.16

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

Prezzi al netto delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

La figura 1.16 mette in evidenza l'elevato livello dei prezzi italiani netti pagati dalle imprese rispetto ai prezzi prevalenti nei prin-

cipali paesi europei. Solo per le classi di consumo più alte i prezzi italiani risultano inferiori o in linea con quelli tedeschi e inglesi.

Prezzi del gas naturale

Prezzi per le utenze domestiche

Nel secondo semestre 2007 il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli in linea con quelli medi europei, sia al lordo sia al netto delle imposte, per la classe più bassa di consumo (inferiore ai 525 m³ all'anno) mentre, per le classi più alte, il prezzo è stato leggermente superiore a quello medio europeo al netto delle imposte (con uno scostamento positivo intorno al 2%) e significativamente

superiore al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 20%) (Tav. 1.15).

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 Svezia, i Paesi Bassi, il Portogallo e la Germania (Fig. 1.17). Per la Svezia, i Paesi Bassi e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate.

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/m³

m ³ /anno	< 525,36		525,36-5.253,60		≥ 5.253,60	
	Netti	Lordi	Netti	Lordi	Netti	Lordi
Austria	59,65	79,68	47,13	64,53	40,66	56,76
Belgio	66,43	86,61	42,52	58,47	37,95	50,02
Bulgaria	27,02	32,41	28,48	34,18	28,92	34,73
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	34,59	40,81	23,51	27,81	23,38	27,59
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Francia	86,57	99,25	46,37	54,44	40,66	48,27
Germania	67,46	98,90	48,27	64,87	45,30	61,29
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	101,07	114,70	56,49	64,15	48,65	55,20
Italia	58,60	74,80	42,80	65,90	39,30	65,50
Lettonia	29,76	35,15	27,91	32,92	27,75	32,76
Lituania	32,26	38,07	21,03	24,82	18,53	21,87
Lussemburgo	51,36	67,84	37,23	41,69	37,23	41,23
Malta	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	75,72	109,83	45,45	73,78	42,75	69,40
Polonia	44,70	54,53	34,78	42,43	31,89	38,92
Portogallo	83,91	88,11	65,73	69,02	53,84	56,53
Regno Unito	38,94	40,89	35,93	37,73	31,09	32,64
Rep. Ceca	36,71	43,69	31,99	38,07	31,56	37,56
Romania	24,14	36,61	24,03	36,19	24,05	35,48
Slovacchia	72,20	85,92	36,83	43,83	36,34	43,24
Slovenia	55,96	70,77	42,29	54,32	40,54	52,23
Spagna	63,39	73,54	53,00	61,47	43,34	50,27
Svezia	70,79	117,32	54,74	97,30	53,92	96,27
Ungheria	33,50	40,20	33,69	40,42	33,26	39,91
Croazia	22,57	28,95	22,57	28,95	22,57	28,95
Norvegia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Unione europea ^(A)	58,70	74,85	42,16	54,48	38,26	50,46

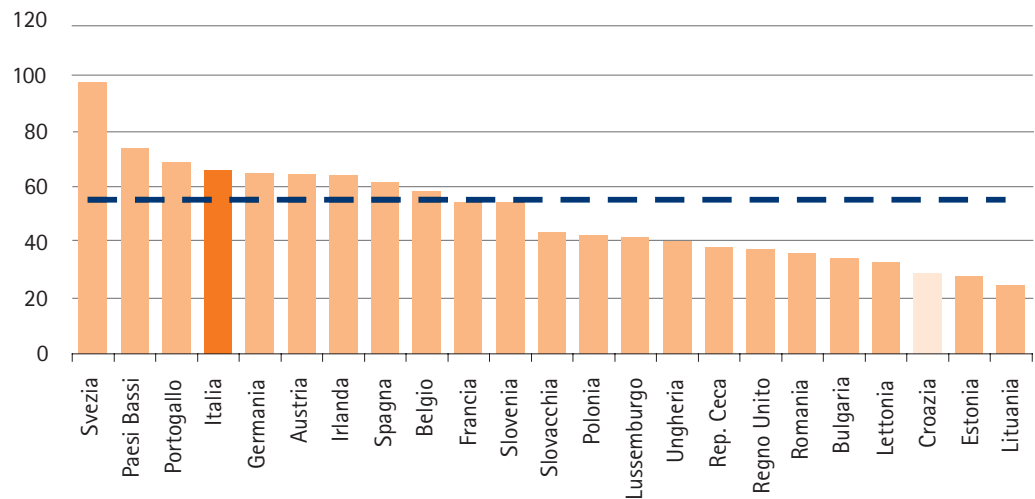
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (22 paesi) ponderato con i consumi domestici nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.17

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 m³ e 5.253,60 m³; luglio-dicembre 2007^(A); €/m³



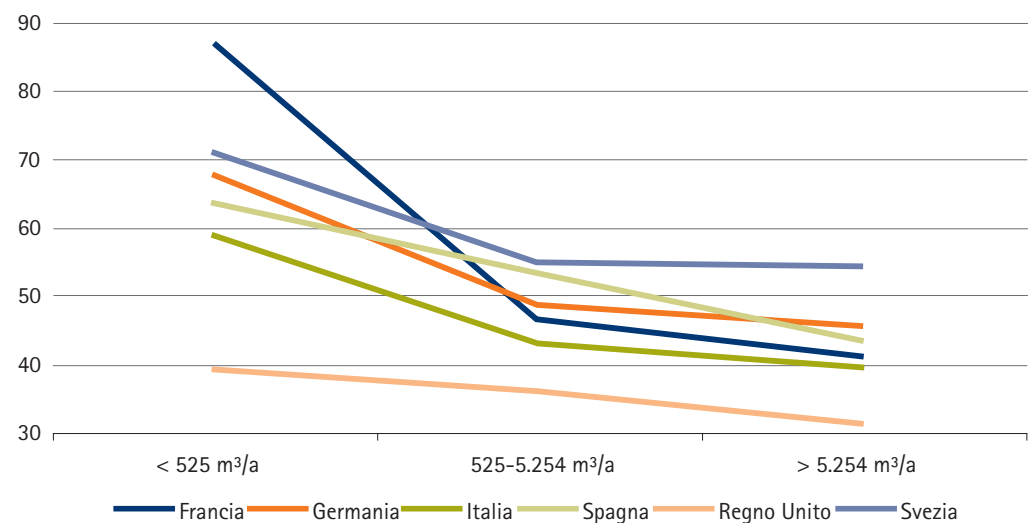
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi domestici nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 22 paesi per indisponibilità/irrelevanza dei dati relativi a Cipro, Danimarca, Finlandia, Grecia e Malta). Nel grafico è rappresentato anche il prezzo della Croazia che non è uno Stato membro dell'Unione europea.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.18

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

Prezzi al netto delle imposte; luglio-dicembre 2007; €/m³



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

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 Svezia (Fig. 1.18)

Prezzi per le utenze industriali

Con riferimento al periodo luglio-dicembre 2007, 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 in un range compreso tra 29,20 e 52,10 €/m³, su livelli abbastanza prossimi alla media europea per tutte le classi di consumo (Tav. 1.16).

Al netto delle imposte, invece, gli scostamenti dai valori medi europei sono stati anche maggiori del 10% (in positivo) per la

classe più elevata di consumo (consumi annui compresi tra 26,3 e 105,1 milioni di metri cubi) o maggiori del 5% (in negativo) per la prima classe di consumo (consumi annui inferiori a 26.000 m³).

Svezia, Germania e Paesi Bassi, penalizzati 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 e Portogallo si collocano sui livelli europei più bassi insieme ad alcuni paesi dell'Europa orientale (Fig. 1.19).

Nel confronto con i principali paesi europei i prezzi italiani, al netto delle imposte, si trovano, per le tre classi centrali di consumo, a metà strada tra i prezzi più bassi di Regno Unito e Spagna e i prezzi più alti di Svezia e Germania (Fig. 1.20).

TAV. 1.16

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; luglio-dicembre 2007; c€/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	40,47	56,49	39,74	55,62	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Belgio	40,09	50,14	39,44	49,26	36,58	45,91	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Bulgaria	21,02	25,23	20,11	24,12	19,10	22,91	17,40	20,89	17,13	20,55
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	22,22	26,19	20,47	24,15	19,17	22,62	18,34	21,64	17,93	21,16
Finlandia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	23,98	31,60	23,60	31,22	21,70	28,93
Francia	43,51	51,28	36,58	43,55	31,75	38,26	27,75	33,39	26,04	30,34
Germania	45,00	58,13	40,12	52,08	37,54	48,88	29,54	39,33	23,87	32,55
Grecia	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Irlanda	47,85	54,32	41,23	46,83	37,00	41,34	26,31	28,59	n.d.	n.d.
Italia	37,40	52,10	36,40	46,60	34,40	39,40	28,40	31,60	26,40	29,20
Lettonia	27,70	32,76	30,85	36,46	29,33	34,66	28,19	33,30	27,48	32,48
Lituania	27,01	31,87	25,85	30,50	25,73	30,37	22,40	26,43	20,17	23,80
Lussemburgo	37,23	41,11	37,23	40,16	35,18	37,92	n.d.	n.d.	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	42,07	68,52	37,69	60,38	32,40	41,23	29,08	35,52	27,22	33,27
Polonia	35,10	42,83	32,03	39,08	27,47	33,51	23,91	29,17	22,06	26,91
Portogallo	48,51	50,94	41,05	43,10	31,21	32,77	22,24	23,36	20,76	21,80
Regno Unito	40,13	49,15	32,36	39,88	25,92	32,07	22,43	27,30	19,89	23,74
Rep. Ceca	30,50	36,29	27,98	33,30	25,95	30,88	24,27	28,88	23,41	27,85
Romania	23,91	35,92	23,85	35,22	24,66	35,75	23,84	33,64	22,32	30,45
Slovacchia	36,86	43,87	31,03	36,93	30,24	35,98	28,03	33,35	26,83	31,92
Slovenia	44,31	56,80	40,47	52,15	30,72	40,47	25,85	34,64	n.d.	n.d.
Spagna	33,67	39,06	27,82	32,28	26,93	31,24	25,49	29,58	21,07	24,44
Svezia	53,47	95,70	47,15	87,78	40,71	79,73	35,62	73,33	n.d.	n.d.
Ungheria	36,71	45,07	33,91	41,71	31,79	39,16	26,27	32,53	26,95	33,35
Croazia	23,34	29,56	23,34	29,56	23,34	29,56	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)	39,60	51,49	35,27	45,42	31,80	39,31	26,89	33,03	23,96	29,21

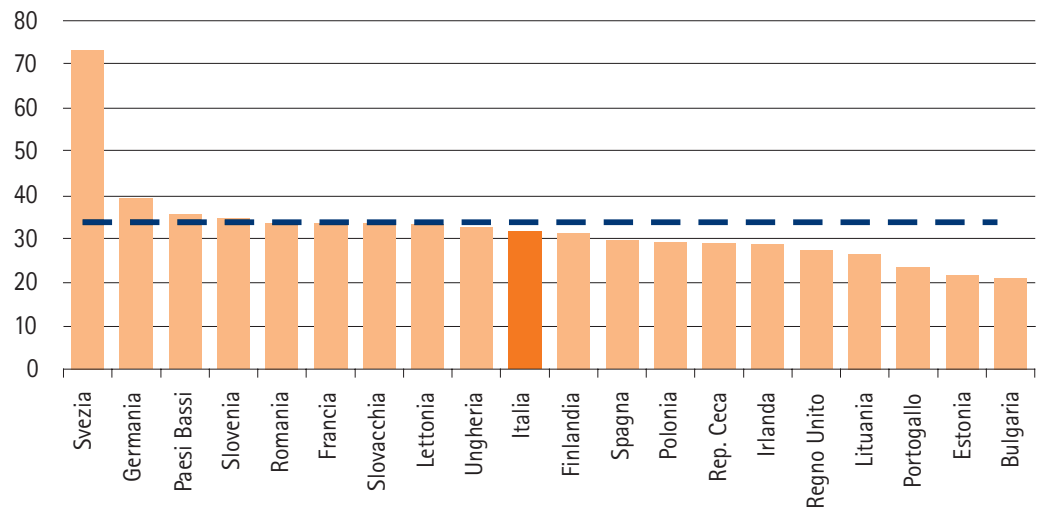
(A) Prezzo medio relativo all'aggregato Unione europea (23 paesi) ponderato con i consumi industriali nazionali del 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.19

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³); luglio-dicembre 2007^(A); €/m³



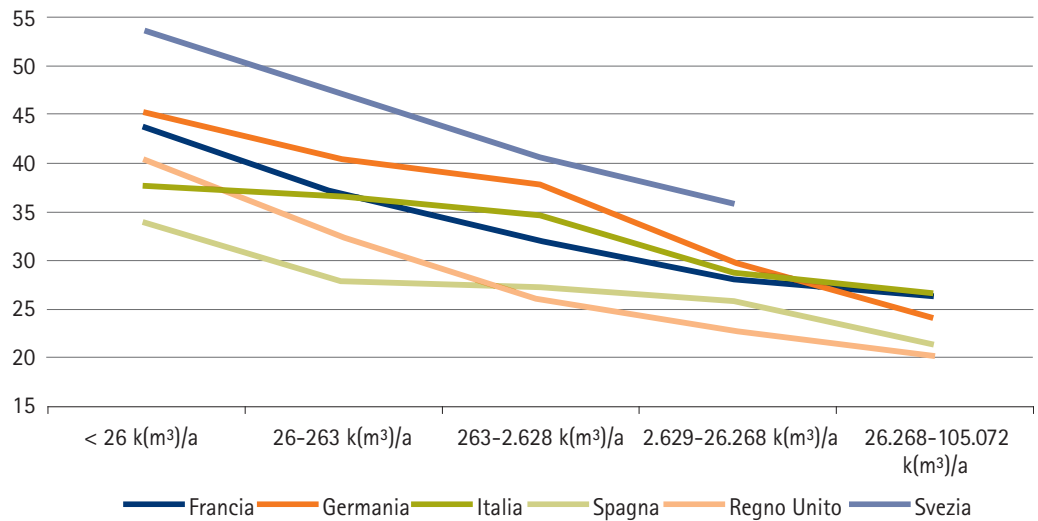
(A) La linea tratteggiata rappresenta il prezzo medio ponderato con i consumi industriali nazionali nel 2004 per l'Unione europea (aggregato di soli 20 paesi per indisponibilità/irrelevanza dei dati relativi ad Austria, Belgio, Cipro, Danimarca, Grecia, Lussemburgo e Malta).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.20

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

Prezzi al netto delle imposte, luglio-dicembre 2007; €/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 climalteranti (EU ETS, *European Emission Trading System*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.

L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas a effetto serra in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO₂ 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 da parte degli impianti elencati nella Direttiva devono essere sottoposte a previa autorizzazione e 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 soddisfare gli 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 seconda fase relativa agli anni 2008-2012, durante la quale dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo. L'obiettivo è di ridurre le emissioni a livello comunitario del 6,5% rispetto a quelle verificate nel 2005.

Il 23 gennaio 2008 la Commissione europea ha adottato una proposta intesa a modificare l'attuale sistema di scambio delle quote come definito dalla Direttiva 2003/87/CE con riferimento agli anni successivi al 2012.

I risultati dell'EU ETS nei primi tre anni di operatività: allocazioni ed emissioni effettive

Nel corso del 2007 e nei primi mesi del 2008 è proseguita l'attività di comunicazione delle emissioni effettive di CO₂ da parte delle installazioni soggette allo schema 2005-2007 e allo schema 2008-2012; i dati vengono pubblicati nel registro comunitario delle emissioni, il *Community Independent Transaction Log* (CITL).

A livello europeo, i primi due anni di attuazione della direttiva ETS sono stati caratterizzati da sovrallocazione; nel complesso le emissioni europee sono risultate inferiori rispetto alle quote assegnate di circa 117 MtCO₂, senza considerare le allocazioni a favore dei nuovi entranti¹⁸. I paesi che hanno maggiormente contribuito alla sovrallocazione sono risultati la Polonia (circa 62 MtCO₂), la Francia (circa 42 MtCO₂) e la Germania (circa 36 MtCO₂).

Sulla base dei dati del registro delle emissioni, l'Italia, in controtendenza rispetto al trend europeo, ha registrato un deficit di quote sia nel 2005 (circa 10 MtCO₂) sia nel 2006 (circa 23 MtCO₂). Il Regno Unito è l'unico paese ad aver sperimentato una sottoallocazione maggiore di quella italiana nei primi due anni di operatività dell'EU ETS, pari a circa 82 MtCO₂. Tra gli altri paesi, solo la Spagna risulta aver avuto una significativa sottoallocazione, dell'ordine di circa 25 MtCO₂. Occorre evidenziare che queste valutazioni sono fatte senza considerare le allocazioni effettive a favore dei nuovi entranti, che, nel rispetto dei limiti relativi alle riserve definiti nei piani di assegnazione nazionali, vengono stabilite sulla base delle domande presentate dagli operatori nuovi entranti.

I tre paesi che hanno presentato il deficit maggiore di quote, Italia, Spagna e Regno Unito, sono anche i paesi che hanno assegnato le quote maggiori ai nuovi entranti (superiori nel triennio per ciascun paese a 40 MtCO₂) e questo, nell'ipotesi che ai nuovi entranti vengano effettivamente assegnate quote in linea con quelle previste per le riserve, potrebbe ridurre molto il livello di sottoallocazione fin qui presentato.

Anche i dati preliminari relativi al 2007 mostrano che, a livello europeo, le emissioni verificate sono state al di sotto di quelle concesse agli Stati membri, sebbene in misura significativamente inferiore rispetto ai due anni precedenti. Ad aprile 2008, si stima che le quote allocate superino le emissioni effettive di poco meno di 20 MtCO₂, escludendo i nuovi entranti.

¹⁸ Sulla base dei dati attualmente disponibili, non è possibile determinare il valore delle allocazioni assegnate a favore dei nuovi entranti a livello europeo; il valore massimo della riserva potenziale media annuale per il triennio 2005-2007 risulta pari a circa 73 MtCO₂.

La valutazione dell'ammontare delle riserve porta a concludere che, qualora le riserve avessero effettivamente portato a un aumento delle assegnazioni complessive a favore dei settori sottoposti allo schema dell'*emission trading*, nel triennio 2005-2007 la sottoallocazione per l'Italia sarebbe stata inferiore a 12 MtCO₂ e la Spagna avrebbe avuto una sottoallocazione di circa 11 MtCO₂.

Per quanto riguarda l'Italia, a fine aprile 2008, l'analisi dei dati pubblicati nel registro comunitario delle emissioni, integrati con le informazioni relative alle assegnazioni a favore degli impianti nuovi entranti¹⁹, evidenzia che il deficit complessivo di quote ammonta a circa 6,6 MtCO₂ nel 2005 e a 11,6 MtCO₂ nel 2006; per il 2007 si stima invece un deficit di quote nell'ordine di 8 MtCO₂²⁰.

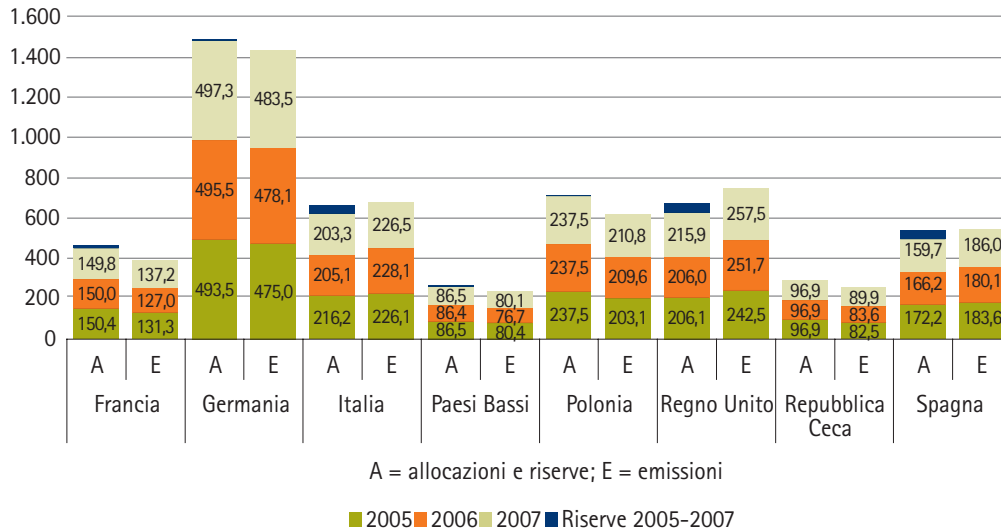
Come è possibile osservare dalle tavole 1.17 e 1.18, la sottoallocazione è stata in larga misura determinata da un deficit di quote

assegnate al settore termoelettrico, che nel 2005 è risultato scoperto per circa 8,5 MtCO₂ e nel 2006 per 15,8 MtCO₂; il deficit di quote per il 2007 è stimato pari a circa 13 MtCO₂. Gli altri settori coinvolti nel sistema hanno sperimentato nel triennio sottoallocazioni più ridotte, come nel caso dell'industria del cemento (circa 5 MtCO₂), o sovrallocazioni, come nel caso, degli impianti di combustione diversi dai termoelettrici (quasi 7 MtCO₂), della raffinazione (quasi 5 MtCO₂) e degli impianti per la produzione e trasformazione dei metalli ferrosi (circa 3 MtCO₂).

La differenza tra riserva potenziale e allocazioni effettive agli impianti nuovi entranti nel settore termoelettrico, superiore nel triennio 2005-2007 a 17 MtCO₂, ha sicuramente contribuito alla sottoallocazione registrata a livello complessivo e in gran parte, come già evidenziato, determinata da una sottoallocazione di diritti di emissione nel settore della produzione di energia elettrica.

FIG. 1.21

Allocazione ed emissioni^(A)
nei primi tre anni di
operatività dell'*Emission
Trading Scheme*
MtCO₂



(A) I valori delle emissioni per le installazioni che non hanno comunicato i loro dati sono stati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

¹⁹ Le allocazioni a favore dei nuovi entranti per il triennio 2005-2007 sono state definite con la delibera 18 gennaio 2007, n. 11, e la successiva delibera n. 8/08 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

²⁰ Occorre evidenziare che per il 2007 i dati riportati nel registro sono parziali e provvisori, garantendo la copertura del 90% circa delle emissioni complessive.

TAV. 1.17

**Allocazioni ed emissioni
in Italia nel 2005-2007**
MtCO₂

	2005			2006			2007		
	Alloc. totale ^(A)	Emissioni	Differ.	Alloc. totale ^(A)	Emissioni	Differ.	Alloc. totale ^(A)	Emissioni	Differ.
Attività energetiche	166,9	173,1	-6,2	163,3	174,9	-11,6	164,4	172,5	-8,1
Termoelettrico	128,4	136,8	-8,5	124,4	140,2	-15,8	125,2	138,2	-13,0
Altri impianti di combustione	14,8	13,7	1,0	15,1	13,0	2,1	15,5	11,9	3,5
-Compressione metanodotti	0,8	0,9	0,0	0,9	1,0	-0,1	0,9	0,7	0,2
-Teleriscaldamento	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,3	0,3	0,0
-Altro	13,7	12,7	1,0	14,0	11,8	2,2	14,3	10,9	3,4
Raffinazione	23,8	22,5	1,3	23,8	21,7	2,1	23,8	22,4	1,4
Attività industriali	52,6	53,0	-0,5	53,2	53,2	-0,1	54,0	54,0	-0,1
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	14,8	13,9	0,9	14,9	13,7	1,2	15,1	13,9	1,2
Industria dei prodotti minerali	32,6	34,0	-1,4	33,1	34,4	-1,3	33,6	35,0	-1,4
-Cemento	26,2	27,6	-1,5	26,4	27,9	-1,5	26,6	28,7	-2,1
-Calce	2,7	2,7	0,1	2,9	2,8	0,1	3,1	2,7	0,4
-Vetro	3,0	3,0	0,0	3,0	3,0	0,1	3,1	3,0	0,0
-Prodotti ceramici e laterizi	0,7	0,7	0,0	0,7	0,7	0,0	0,7	0,6	0,2
Altre attività: pasta per carta e cartoni	5,1	5,1	0,0	5,2	5,1	0,0	5,3	5,1	0,1
TOTALE	219,5	226,1	-6,6	216,4	228,1	-11,6	218,4	226,5	-8,1

(A) Allocazioni comprensive delle assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 11/07 e da delibera n. 8/08 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CCTL.

TAV. 1.18

Riserve per i nuovi entranti e allocazioni ai nuovi entranti dal 2005 al 2007
MtCO₂

	2005			2006			2007		
	Riserva nuovi entranti ^(A)	Alloc. nuovi entranti ^(B)	Differ.	Riserva nuovi entranti ^(A)	Alloc. nuovi entranti ^(B)	Differ.	Riserva nuovi entranti ^(A)	Alloc. nuovi entranti ^(B)	Differ.
Attività energetiche	5,5	3,1	2,4	20,5	10,6	9,9	17,6	13,5	4,1
Termoelettrico	4,9	2,5	2,5	19,9	9,6	10,3	16,9	12,1	4,7
Altri impianti di combustione	0,5	0,6	-0,1	0,6	1,0	-0,4	0,7	1,4	-0,6
Raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Attività industriali	1,0	0,2	0,8	1,0	0,8	0,2	1,1	1,6	-0,5
Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi	0,4	-	0,4	0,2	0,0	0,2	0,0	0,3	-0,3
Industria dei prodotti minerali	0,5	0,0	0,5	0,6	0,5	0,1	0,8	1,0	-0,1
Altre attività: pasta per carta e cartoni	0,1	0,2	-0,1	0,2	0,3	-0,1	0,3	0,4	-0,1
TOTALE	6,5	3,3	3,1	21,5	11,4	10,2	18,7	15,1	3,6

(A) Riserva definita nel Piano di assegnazione nazionale 2005-2007.

(B) Assegnazioni ai nuovi entranti come da delibera n. 11/07 e da delibera n. 8/08 del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CCTL.

Il prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2007

Nel corso del 2007 il prezzo della tonnellata di CO₂ ha seguito la tendenza ribassista iniziata nella seconda metà di aprile del 2006, a seguito della pubblicazione dei primi dati relativi alle emissioni nel 2005. Mentre a gennaio del 2007 il prezzo della tonnellata di CO₂ era pari a circa 5,5 €/tCO₂, a dicembre dello stesso anno il prezzo è sceso verso 0,03 €/tCO₂. Il prezzo è sceso per la prima volta sotto il valore di 1 €/tCO₂ nel corso del mese di febbraio per poi iniziare un trend di avvicinamento al valore di zero. Questo ulteriore crollo dei prezzi, rispetto alla dinamica già evidenziata nel corso del 2006, trova giustificazione nella persistente condizione di eccesso di offerta di quote rispetto alla loro domanda.

Nel corso del 2007, il prezzo medio ponderato della tonnellata di CO₂ nella borsa francese Powernext è risultato pari a 0,68 €/tCO₂, in netta diminuzione rispetto alla media del 2006, pari a 15,08 €/tCO₂ e allineato al prezzo sulla borsa tedesca EEX (0,66 €/tCO₂). Nei primi tre mesi del 2008 la media del prezzo è risultata pari a 0,02 €/tCO₂.

Con riferimento ai volumi scambiati, nel 2007 in Powernext sono stati scambiati diritti su base *spot* per poco meno di 24 MtCO₂, in riduzione del 24% rispetto al 2006. Anche sulla borsa EEX si è registrata una forte riduzione dei volumi scam-

biati, che sono risultati pari a circa 5 MtCO₂.

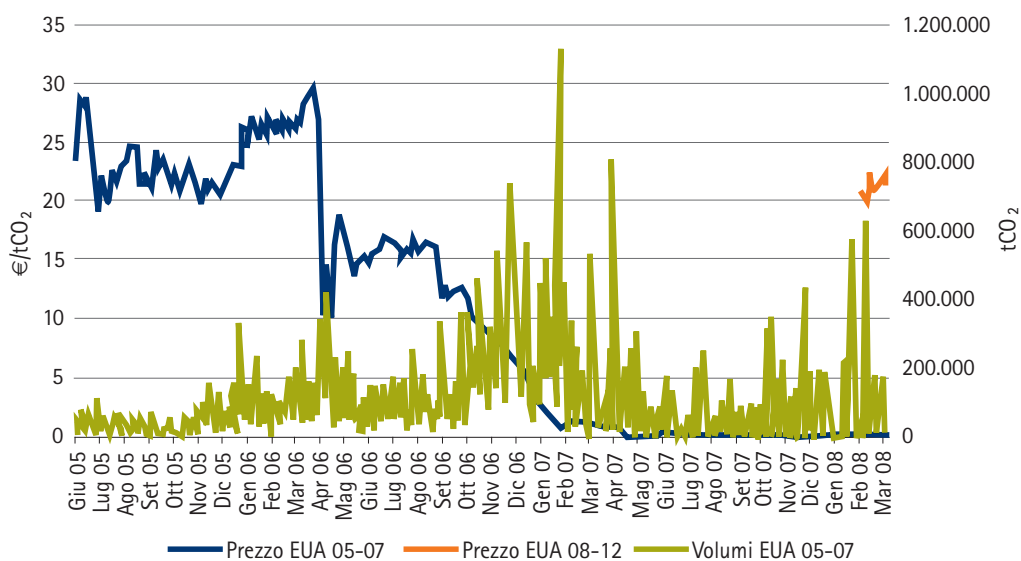
A partire da fine febbraio 2008 sono iniziati gli scambi anche per le quote relative al secondo periodo di funzionamento dell'EU ETS; le prime quotazioni evidenziano un prezzo nell'ordine di 21 €/tCO₂.

L'andamento del prezzo *spot* delle quote relative al periodo 2005-2007 si è riflesso nell'andamento dei prezzi *future* per il primo periodo di funzionamento dell'EU ETS.

In particolare, a seguito del crollo delle quotazioni *spot* nel mese di aprile 2006, i prezzi dei *future* per il primo periodo nella borsa ECX²¹ sono scesi rapidamente, fino a raggiungere un tetto di poco superiore a 15 €/tCO₂ nella seconda metà dell'anno. Nello stesso periodo si è verificata una riduzione del prezzo *future* delle quote relative al periodo 2008-2012, che è tuttavia rimasto superiore al prezzo *future* delle quote della Fase 1 di circa 5 €/tCO₂. Dopo una lenta fase di riallineamento dei prezzi, a settembre 2006 le quotazioni *future* relative ai due periodi hanno ricominciato a divaricarsi; mentre il prezzo *future* per le quote del periodo 2005-2007 è sceso verso il valore zero, i prezzi delle quote relative alla Fase 2 dopo una discesa verso il valore di 15 €/tCO₂ nel mese di febbraio 2007 sono risaliti portandosi su valori compresi tra 20 e 25 €/tCO₂ nella seconda parte dell'anno.

FIG. 1.22

Andamento del prezzo *spot* della CO₂ nella borsa Powernext
€/tCO₂; tCO₂

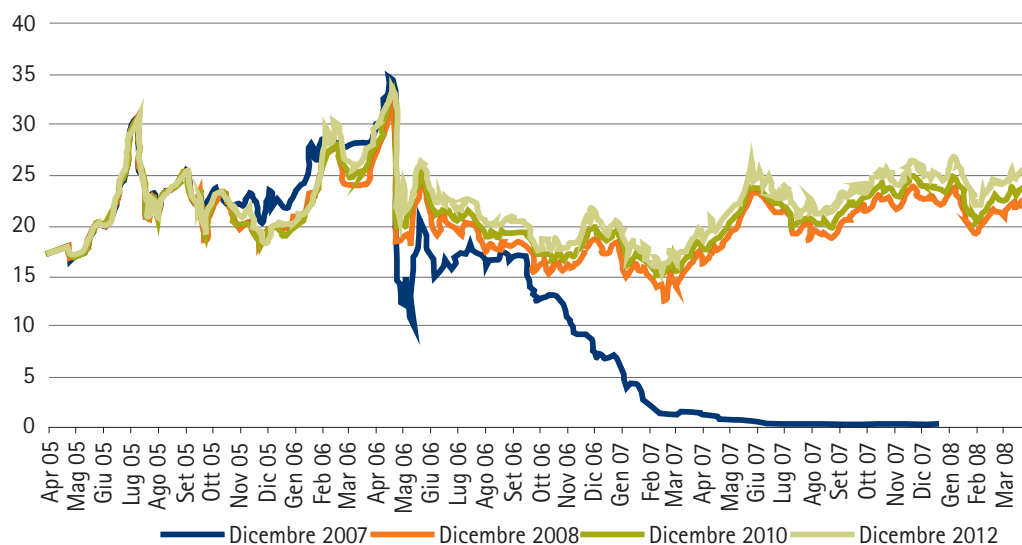


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Powernext.

²¹ L'European Climate Exchange gestisce i mercati del carbonio che sono trattati sulla piattaforma elettronica europea ICE (InterContinental Exchange).

FIG. 1.23

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



Fonte: Elaborazione AEEG su dati ECX.

I piani di assegnazione nazionali per il periodo 2008–2012

A partire da novembre 2006 la Commissione europea ha approvato i piani di assegnazione relativi al periodo 2008–2012, richiedendo, con le sole eccezioni di Francia, Regno Unito, Slovenia e Danimarca, una riduzione dell'ammontare delle quote assegnate dai Piani inizialmente presentati dagli Stati membri, particolarmente rilevante per Polonia e Germania²².

Nel corso del 2007 la Commissione europea ha portato a termine la procedura di approvazione dei piani di assegnazione di tutti i 27 paesi che partecipano alla seconda fase dell'EU ETS. Il 15 maggio 2007, in particolare, la Commissione si è pronunciata anche in merito al Piano italiano relativo alla Fase 2, imponendo una riduzione delle quote pari a 13,25 MtCO₂ su base media annuale. Nel corso dell'anno la Commissione ha inoltre approvato i piani di assegnazione per l'anno 2007 di Bulgaria e Romania, che inizialmente non avevano preso parte alla Fase 1 del meccanismo.

Complessivamente il tetto di quote a livello europeo per il periodo 2008–2012 risulta così di 2,08 miliardi di tCO₂ su base media annuale, inferiore del 3,5% rispetto al tetto valido per la Fase 1²³.

Nella tavola 1.19 vengono riportate le allocazioni medie annuali approvate per il periodo 2008–2012, confrontate con le allocazioni medie previste per la Fase 1 e con le emissioni effettive risultanti dai registri nazionali delle emissioni per gli anni 2005 e 2006, senza una stima delle emissioni relative alle installazioni che non hanno dato la relativa comunicazione.

Nel novembre del 2007 il tribunale di primo grado dell'Unione europea ha annullato la decisione con cui la Commissione ha vietato nel piano di assegnazione tedesco la possibilità di ridurre, in alcuni casi specifici²⁴, il numero di quote assegnate a un impianto durante il periodo di assegnazione. Inoltre, è stata riconosciuta la compatibilità con la Direttiva 2003/87/CE della possibilità di trasferire alla riserva a favore dei nuovi entranti le quote di emissione non rilasciate o ritirate.

²² In particolare, la Commissione europea ha richiesto una riduzione dell'ammontare di quote allocate nel Piano della Polonia di più di 76 MtCO₂ e una riduzione di quote nel Piano della Germania di quasi 29 MtCO₂.

²³ Occorre evidenziare che l'incidenza della riduzione del tetto risulta ridimensionata a seguito della decisione del Regno Unito di estendere a nuovi settori l'applicazione dell'ETS e quindi di aumentare nel complesso le allocazioni rispetto al Piano previsto per il periodo 2005–2007.

²⁴ Gli adeguamenti *ex post* sono previsti, per esempio, nel caso le emissioni annuali di un impianto rappresentino meno del 60% delle emissioni durante il periodo di riferimento, nel caso di un nuovo impianto che sostituisce un vecchio impianto avente una maggiore capacità produttiva o nel caso in cui il livello di attività effettivo di un impianto, la cui gestione sia iniziata a partire dal 2005, sia inferiore a quello inizialmente previsto.

Da evidenziare è anche la decisione della Commissione europea in data 26 ottobre 2007 di approvare la richiesta della Germania di aumentare fino al 22%, con riferimento alle quote assegnate a titolo gratuito, il volume massimo di Certificati di riduzione delle emissioni (CER), derivanti da *Clean Development Mechanisms*, e di Unità di riduzione delle emissioni (ERU), derivanti da progetti di *Joint Implementation*, che potranno essere utilizzate dagli operatori per adempiere ai loro obblighi con riferimento a ciascun impianto.

Tra gli altri aspetti di rilievo dei piani di assegnazione nazionale occorre mettere in evidenza la decisione del governo britan-

nico di cedere a titolo oneroso il 7% delle quote di emissione, altrimenti riservate al settore dei grandi impianti elettrici a titolo gratuito, a cui si aggiunge un ulteriore 3% derivante dal surplus di quote di riserva per i nuovi entranti e dalla chiusura di alcuni impianti coperti dallo schema ETS.

Il Piano di assegnazione nazionale delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 trasmesso alla Commissione europea è stato approvato il 18 dicembre 2006 dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e dal Ministro dello sviluppo economico, con decreto DEC/RAS/1448/2006. Il Piano è stato finalizzato a conclusione di un processo di consultazio-

TAV. 1.19

Piani di assegnazione nazionale per il periodo 2008-2012 approvati dalla Commissione europea al 31 marzo 2008

MtCO₂

STATO MEMBRO	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE 2005-2007	EMISSIONI CO ₂ VERIFICATE NEL 2005	EMISSIONI CO ₂ VERIFICATE NEL 2006	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE APPROVATA 2008-2012
Austria	33,0	33,4	32,4	30,7
Belgio	62,1	55,4	54,8	58,5
Bulgaria	-	-	-	42,3
Cipro	5,7	5,1	5,3	5,5
Danimarca	33,5	26,5	34,2	24,5
Estonia	19,0	12,6	12,1	12,7
Finlandia	45,5	33,1	44,5	37,6
Francia	154,9	131,3	127,0	132,8
Germania	497,7	475,0	478,0	453,1
Grecia	74,4	71,3	70,0	69,1
Irlanda	22,3	22,4	21,7	21,2
Italia	223,1	225,9	227,4	195,8 ^(A)
Lettonia	4,6	2,9	2,9	3,4
Lituania	12,3	6,6	6,5	8,9
Lussemburgo	3,4	2,6	2,7	2,5
Malta	2,9	2,0	2,0	2,1
Paesi Bassi	88,9	80,4	76,7	85,8
Polonia	238,4	202,8	209,3	208,5
Portogallo	38,2	36,4	33,1	34,8
Regno Unito	224,9	242,5	251,1	246,2 ^(B)
Repubblica Ceca	97,3	82,5	83,6	86,8
Romania	-	-	-	75,9
Slovacchia	30,5	25,2	25,5	32,6
Slovenia	8,8	8,7	8,8	8,3
Spagna	179,8	183,6	179,7	152,3
Svezia	23,2	19,4	19,9	22,8
Ungheria	31,7	26,0	25,8	26,9
Totale	2.156,1	2.013,6	2.035,0	2.081,6

(A) Il valore definito nella Decisione della Commissione europea è al netto delle assegnazioni integrative a favore degli impianti non inclusi nel Piano notificato nel dicembre 2006 e relative a impianti di combustione supplementari 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.

(B) L'aumento delle quote allocate rispetto alla Fase 1 è legato all'estensione su base volontaristica del meccanismo a settori precedentemente non inclusi, quali i settori chimico, alimentare, dell'alluminio, dei servizi, aerospaziale, dei veicoli, dei semiconduttori, tessile, delle gomme, del tabacco e di altri minerali non-metallici.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL e Commissione europea.

ne avviato il 13 luglio 2006 sullo schema di Piano di assegnazione nazionale.

Sulla base del Piano inizialmente proposto, l'allocazione media annuale di quote di emissione sarebbe dovuta diminuire di circa 14 MtCO₂ rispetto alla Fase 1, attestandosi su un valore medio annuo di 209 MtCO₂.

A seguito dei rilievi avanzati dalla Commissione europea nella decisione del 15 maggio 2007 e del processo di consultazione sullo *Schema di decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012* avviato il 10 gennaio 2008, il 20 febbraio 2008 è stata elaborata la *Decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012*. Le quote complessivamente allocate sono pari a 201,6 MtCO₂, di cui 16,9 MtCO₂ assegnate a favore della riserva per i nuovi entranti.

La Commissione ha tuttavia imposto una riduzione delle quote previste nel Piano notificato il 15 dicembre 2006 pari a 13,25 MtCO₂ su base media annuale. Ulteriori cambiamenti richiesti al Piano notificato alla Commissione hanno riguardato la necessità di fornire informazioni di maggiore dettaglio sul trattamento dei nuovi entranti, l'inclusione nel meccanismo di altre installazioni di combustione facenti parte dello schema negli altri paesi membri²⁵, l'eliminazione dei meccanismi di aggiustamento *ex post*²⁶ e la riduzione del contributo dei meccanismi flessibili al perseguimento degli obiettivi di Kyoto sotto il limite del 15% su base annuale.

La riduzione rispetto al tetto originario di 209 MtCO₂ scaturisce dalla richiesta di riduzione delle quote da parte della Commissione, solo in parte bilanciata da un aumento delle quote a seguito dell'allargamento del campo di applicazione del meccanismo a impianti originariamente esclusi nel Piano notificato alla Commissione, pari a 6,28 MtCO₂. Il taglio del tetto imposto dalla Commissione è stato aumentato a 13,65 MtCO₂ per mantenere invariata la riduzione percentuale del tetto complessivo a seguito dell'allargamento dello schema a nuovi impianti; gran parte dello sforzo aggiuntivo in termini di riduzione delle emissioni è stato posto a carico del settore termoelettrico, che ha visto ridotte le proprie quote di 9,5 MtCO₂ per avviare al taglio del tetto imposto dalla Commissione e di

ulteriori 5,9 MtCO₂ a seguito di una revisione delle procedure di redistribuzione delle quote tra settori soggetti all'ETS. Come esito, al settore termoelettrico sono state assegnate quote pari a 85,3 MtCO₂, in forte riduzione rispetto al piano notificato alla Commissione nel dicembre del 2006 (100,7 MtCO₂) e, soprattutto, rispetto alle assegnazioni medie relative al periodo 2005-2007 (131,1 MtCO₂).

Nel piano è stata prevista una quota massima di utilizzo dei meccanismi flessibili ai fini del rispetto degli obblighi differenziata per settore. La differenziazione tra attività è stata effettuata in modo tale da rispettare il limite massimo di CERs (*Certified Emissions Reductions*) ed ERUs (*Emission Reduction Unit*) imposto dalla Commissione europea con la decisione del 15 maggio 2007, pari al 15% e in modo tale da andare maggiormente a beneficio dei settori sui quali è stata posta la maggior parte dello sforzo aggiuntivo in termini di riduzione delle emissioni rispetto al piano notificato alla Commissione. Per questo motivo il limite fissato per il settore termoelettrico risulta pari al 19,3%, mentre quello definito per gli altri impianti di combustione, per l'industria dei prodotti minerali e per il settore cartario risulta pari al 7,5%.

Con riferimento ai nuovi entranti è stata istituita una riserva indifferenziata, pari a 16,9 MtCO₂, allo scopo di garantire una gestione più efficiente delle risorse disponibili. La riserva iniziale viene alimentata dalle quote non rilasciate assegnate agli impianti chiusi. L'assegnazione è riconosciuta a titolo gratuito a seguito della valutazione del Comitato nazionale di gestione e attuazione della Direttiva 2003/87/CE; il calcolo dell'assegnazione viene effettuato applicando metodologie standardizzate basate su criteri e parametri settoriali fissati *ex ante*. In caso di esaurimento delle riserve il Governo si impegna comunque ad assicurare la disponibilità delle quote spettanti ai nuovi entranti.

La revisione dell'EU ETS a partire dal 2013

Nel novembre del 2006 la Commissione europea ha pubblicato un primo rapporto al Consiglio e al Parlamento europeo sul

²⁵ Si tratta, in particolare, degli 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.

²⁶ Il Piano italiano prevede un adeguamento della quantità di quote assegnate in caso di ampliamento dell'utenza di rete di impianti cogenerativi che comporti un aumento delle emissioni superiore al 10%, di "riavvio da chiusura/sospensione parziale di II° periodo", di "interruzione parziale dell'attività", di "sospensione parziale di attività" e, nella misura in cui i gestori mantengano una parte delle quote assegnate, di "chiusure per processi di razionalizzazione delle produzioni".

funzionamento dello schema EU ETS, in ottemperanza all'art. 30 della Direttiva 2003/87/CE. Nel documento la Commissione ha analizzato come il sistema abbia funzionato nei primi due anni di operatività, evidenziando le aree tematiche verso le quali indirizzare un processo di revisione del meccanismo a partire dal 2013.

Nel marzo del 2007, il Consiglio europeo ha definito un obiettivo di riduzione del 30% delle emissioni di gas climalteranti al 2020 rispetto a quelle registrate nel 1990, nel caso altri paesi sviluppati adottino vincoli comparabili e i paesi in via di sviluppo più avanzati contribuiscano adeguatamente alla riduzione delle emissioni in relazione alle loro responsabilità e rispettive capacità. Il Consiglio ha anche assunto l'impegno unilaterale di ridurre le emissioni di gas climalteranti del 20% al 2020, indipendentemente da qualsiasi accordo internazionale. Con riferimento al più lungo periodo, il Consiglio ha riaffermato la necessità che al 2050 i paesi sviluppati riducano le loro emissioni del 60-80% rispetto al 1990.

Alla luce di questi obiettivi, il 23 gennaio 2008 la Commissione europea ha adottato una proposta²⁷ volta a emendare la Direttiva 2003/87/CE, con gli obiettivi prioritari di:

- estendere la copertura del meccanismo, in termini di settori e gas sottoposti all'EU ETS;
- incrementare il livello di armonizzazione e la prevedibilità del sistema;
- introdurre regole uniformi per il monitoraggio e la certificazione delle emissioni;
- favorire il coinvolgimento di paesi terzi, attraverso l'ipotesi di *linking* dell'EU ETS con altri sistemi di *trading* delle emissioni e la valorizzazione del livello di partecipazione dei paesi in via di sviluppo e a economia in transizione ai progetti relativi al *Clean Development Mechanism* e alla *Joint Implementation*.

In tema di copertura del meccanismo, la Commissione ha proposto l'inclusione del settore petrolchimico e degli impianti per la produzione di ammoniaca e di alluminio; inoltre, il meccanismo dovrebbe essere esteso alle emissioni di N₂O (protossido di azoto) e di CH₄ (metano). Questi provvedimenti dovrebbero incrementare la copertura del meccanismo del 4,6% circa rispetto alla Fase 2 dell'EU ETS. Allo stesso tempo sono state definite regole di det-

taglio per l'inclusione nel meccanismo degli impianti di combustione ed è stato riconosciuto il contributo delle attività di cattura e di stoccaggio geologico della CO₂ attraverso una riduzione degli obblighi di restituzione delle quote di emissione da parte delle installazioni che intraprendano tali attività.

Al fine di incrementare l'armonizzazione e la prevedibilità del meccanismo, la Commissione ha proposto la definizione di un tetto unico europeo, superando così l'attuale sistema basato sulla definizione di tetti a livello nazionale. Un sentiero lineare di aggiornamento su base annuale del tetto unico dovrebbe garantire il raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni del 20% al 2020.

Inoltre, la Commissione ha riconosciuto nelle aste lo strumento di base per effettuare le allocazioni ai singoli impianti; tuttavia mentre per il settore termoelettrico è previsto un sistema di *full auctioning* già dal 2013, negli altri settori è proposta una transizione graduale verso tale sistema, partendo da una quota del 20%, soggetta ad asta nel 2013, che andrebbe a crescere fino a raggiungere il 100% nel 2020. La proposta di Direttiva definisce le quote delle allocazioni complessive che i singoli paesi dovrebbero sottoporre ad asta, seguendo un approccio che lega per il 90% l'ammontare dei diritti di asta a disposizione dei paesi alle emissioni effettive nel 2005. Infine, è stata prevista la costituzione di un'unica riserva per i nuovi entranti a livello europeo, le cui relative allocazioni dovrebbero seguire le stesse regole definite per le allocazioni a favore degli impianti esistenti.

Con riferimento alle regole per il monitoraggio, la reportistica e la verifica delle emissioni, la Commissione ha proposto una revisione delle attuali *guideline*, attraverso una procedura di comitologia, al fine di favorire una maggiore armonizzazione degli approcci seguiti dai diversi paesi.

Un ulteriore aspetto di interesse della proposta di direttiva riguarda il coinvolgimento di paesi terzi nell'ambito dell'EU ETS. Nella proposta della Commissione il meccanismo dovrebbe essere in grado di stabilire un link operativo con altri sistemi di *capping* delle emissioni su base obbligatoria in paesi terzi, attraverso accordi che garantiscano il riconoscimento delle quote di emissione nei rispettivi sistemi di scambio delle quote di emissione.

²⁷ Si veda anche il Capitolo 1 del Volume 2, in cui le proposte di revisione dell'EU ETS sono inserite nel più ampio quadro della nuova politica energetica europea avviata dal Consiglio nel marzo 2007.

Occorre infine evidenziare che nella proposta di Direttiva sono previsti alcuni aggiustamenti automatici in caso di effettiva stipula di accordi internazionali in tema di riduzione delle emissioni, per raggiungere l'auspicato target di una loro diminuzione del 30% al 2020; gli aggiustamenti riguardano il meccanismo di allocazione, la definizione del tetto unico europeo, l'utilizzo di crediti derivanti da *Clean Development Mechanisms* e da progetti di *Joint Implementation* e potenziali tipologie di crediti e meccanismi addizionali rispetto a quelli attualmente contemplati.

Il sistema europeo ETS è attualmente lo schema operativo per lo scambio di permessi di emissione di gas a effetto serra più importante a livello mondiale.

Lo scorso anno ha contribuito con 2.061 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti al 70% del mercato mondiale dei gas a effetto serra. Se misurata in valore, con 50 miliardi di dollari (37 miliardi di euro) la quota dell'EU ETS è stata ancora maggiore (78%).

Il fatto di aver contribuito in larga misura ad assegnare un prezzo alle emissioni di gas climalteranti, attraverso meccanismi di mercato, rappresenta indubbiamente l'elemento di maggior rilievo di questo sistema.

Come descritto in un recente rapporto dell'Ocse *Emission Trading: Trends and Prospects* altri paesi stanno sviluppando sistemi analoghi. In particolare gli Stati Uniti, pur non avendo sottoscritto il Protocollo di Kyoto, stanno studiando uno schema regionale di tipo *cap-and-trade* che raggrupperà gli Stati del Nord-Est e che dovrebbe diventare operativo nel 2009. Il governo australiano ha annunciato nel giugno 2007 il lancio di un sistema di *emission trading* entro il 2012 che riguarderà sia i produttori e gli importatori di combustibili fossili sia i settori a valle che emettono gas climalteranti. In Nuova Zelanda il governo ha annunciato nel settembre 2007 l'adozione graduale di un sistema *cap-and-trade* che sarà esteso a tutti i settori dell'economia entro il 2013 e che riguarderà le emissioni dei sei principali gas a effetto serra. In Canada è stato presentato nell'aprile 2007 un sistema di tipo *rate-based trading*, basato cioè su riduzioni percentuali rispetto a un livello base anziché su un tetto in valore assoluto alle emissioni.

Allo scopo di facilitare lo scambio di esperienze tra i diversi governi sul disegno dei sistemi ETS nazionali e regionali e in vista di una loro futura integrazione, l'Unione europea, alcuni Stati degli Stati Uniti, il Canada, la Nuova Zelanda e la

Norvegia hanno dato vita il 29 ottobre 2007 al forum *International Carbon Action Partnership*.

Da tutti questi sviluppi emerge chiaramente un impegno significativo da parte dei paesi industrializzati nella lotta al cambiamento climatico. L'Unione europea, in particolare, ha adottato obiettivi molto ambiziosi di riduzione delle emissioni entro il 2020 che poggiano, in larga misura, sull'evoluzione dell'attuale sistema ETS nel periodo post 2012. Questi obiettivi, oltre che in termini di fattibilità, devono tuttavia essere valutati anche in termini di efficacia rispetto all'obiettivo globale di riduzione delle emissioni. Sulla base dell'ultimo rapporto previsivo dell'AIE (*World Energy Outlook 2007*) Stati Uniti, Cina, Russia e India contribuiranno a due terzi dell'aumento delle emissioni di CO₂ legate ai processi di combustione per uso energetico. La Cina, in particolare, dovrebbe sorpassare gli Stati Uniti in termini di emissioni annuali già nel 2007 mentre l'India si collocherebbe al terzo posto, dopo Cina e Stati Uniti, intorno al 2015.

Una riduzione del 20% del livello di emissioni europee nel 2020 rispetto al 1990 equivale a una riduzione del 13% rispetto al 2005 e, in valore assoluto, a un taglio di circa 1.100 milioni di tonnellate di CO₂. Cina e Stati Uniti, nello scenario più virtuoso dell'AIE, nel 2015 dovrebbero emettere, rispettivamente, 8.100 e 6.200 milioni di tonnellate di CO₂ con aumenti del 60% e del 7% rispetto al livello del 2005. Il citato rapporto AIE evidenzia anche come una quota significativa delle emissioni cinesi legate ai processi di combustione per uso energetico sia incorporata nei manufatti destinati all'esportazione (circa il 34% nel 2004). In particolare, nel 2004 le apparecchiature industriali e commerciali e i prodotti elettronici di largo consumo coprivano circa il 40% dell'energia complessiva utilizzata per la produzione destinata ai mercati internazionali che, a sua volta, era pari a circa il 28% dell'energia consumata nel paese.

Non sorprende che un paese povero di risorse naturali come la Cina abbia concentrato gli sforzi maggiori, nella prima fase del proprio sviluppo interno, sulle produzioni *labor intensive* incentivando la delocalizzazione di impianti produttivi dei paesi industrializzati e destinando una larga quota della propria produzione alle esportazioni. In questo modo, tuttavia, i paesi industrializzati importano manufatti che sono stati prodotti con impianti meno efficienti dal punto di vista energetico e più inquinanti sia a livello locale, sia a livello globale.

Il tema del coordinamento tra politiche commerciali e politiche ambientali è pertanto di grande attualità. Gli sforzi multilaterali per liberalizzare gli scambi commerciali e per combattere il cambiamento climatico hanno finora seguito strade separate. Tuttavia, queste politiche si influenzano a vicenda. La liberalizzazione degli scambi commerciali ha fatto da traino alla crescita economica e, di conseguenza, ha contribuito all'aumento delle emissioni di gas a effetto serra. Nello stesso tempo aumentando i redditi disponibili delle popolazioni e favorendo la diffusione dell'innovazione tecnologica può fornire gli strumenti per ridurre l'intensità energetica dello sviluppo economico. Le politiche ambientali a loro volta possono creare discriminazioni tra i paesi che adottano interventi forti e paesi che seguono approcci più laschi, spingendo i primi ad adottare misure di compensazione per salvaguardare la competitività delle proprie industrie esposte alla concorrenza internazionale.

Un altro tema che sta ricevendo maggiore attenzione rispetto al passato riguarda la scelta degli strumenti economici per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. Di fronte alle incertezze contenute nella nuova proposta di Direttiva per l'*emission trading* europeo, con particolare riferimento al trattamento riservato ai settori *energy intensive* e al possibile utilizzo dei meccanismi flessibili di Kyoto nel periodo post 2012, c'è chi propone di sostituire *tout court* il sistema attuale con l'impo-

sizione di una *carbon tax* sui combustibili fossili. Tale approccio avrebbe il vantaggio di istituire un sistema certo e più trasparente, anche se probabilmente più difficile da accettare da parte dei consumatori finali.

Un sistema alternativo sia al sistema EU ETS sia al Protocollo di Kyoto potrebbe infine basarsi sull'imposizione di una *carbon tax* sul contenuto di carbonio dei singoli manufatti, sia di produzione interna sia di importazione, al momento del loro consumo anziché sui processi produttivi o sui combustibili fossili (si veda anche quanto segnalato dall'Autorità nell'ambito dell'audizione parlamentare del maggio 2007, illustrata nel secondo Volume di questa *Relazione Annuale*). Un intervento di questo tipo avrebbe l'indubbio vantaggio di una maggiore efficacia a livello globale nella riduzione delle emissioni, anche se dal punto di vista implementativo e del diritto internazionale richiede interventi sulle norme del *General Agreement on Tariffs and Trade* (GATT), adottate dal WTO (l'organizzazione mondiale del commercio).

La sfida dei prossimi anni, se si vorrà conciliare il raggiungimento di risultati concreti nella lotta al cambiamento climatico con lo sviluppo economico dei paesi emergenti e sottosviluppati, dovrà probabilmente concentrarsi di più sul disegno di un approccio integrato delle politiche commerciali e ambientali a livello internazionale e su una più attenta valutazione di tutti gli strumenti economici a disposizione dei *policy maker*.

