

Se è vero che questo sviluppo è principalmente la conseguenza della crescita economica del continente asiatico, i cui paesi emergenti e in via di sviluppo contribuiscono oggi per il 63% ai consumi mondiali di carbone (contro il 40% nel 2000), è anche vero che non sono estranee a questo sviluppo le altre aree mondiali a economia più avanzata (tav. 1.12). I consumi di carbone in Europa OCSE sono aumentati del 5,0% nel 2012 e quelli dell'area OCSE Pacifico del 3,8%. La crescita complessiva nel biennio 2011-2012 è stata, rispettivamente, dell'8,2% e del 5,2% nelle due aree. Si differenzia da questo andamento l'OCSE Nord America, dove è invece avvenuto un eccezionale tracollo dei consumi, a 667 milioni di tonnellate equivalenti di carbone (tec) nel 2012, da 751 milioni di tec nel 2011 e 785 milioni di tec nel 2010.

Notoriamente, questo crollo è essenzialmente imputabile alla sostituzione del carbone nella generazione elettrica negli Stati Uniti a favore di gas naturale a bassissimo prezzo derivato da scisti bituminosi. Di riflesso, il carbone così sostituito (circa 100 milioni di tec nel solo 2012), non trovando un mercato locale, si è riversato soprattutto sui mercati europei, dove a sua volta ha sostituito il gas naturale, molto meno conveniente in termini di prezzo. Complice del suo successo in Europa è stato il crollo delle quotazioni dei diritti di emissione di CO₂ a valori inferiori a 4 \$/t. Affinché il gas possa competere, oggi, con il carbone dagli Stati Uniti, i diritti di emissione dovrebbero salire a 50 \$/t.

Produzione di carbone

Il tracollo dei consumi di carbone ha colto i produttori americani

impreparati nel 2011, quando la produzione continuava ad aumentare dell'1,2%, mentre la domanda diminuiva del 4,4%, contribuendo all'aumento delle scorte mondiali. Tuttavia, il calo della produzione non si è fatto attendere oltre il 2012, quando questa è crollata del 6,8%. Riflettendo l'aumento dei consumi, la produzione è invece aumentata nelle altre aree mondiali. L'aumento più forte nel 2012 nell'area OCSE Pacifico (12,4%) riflette soprattutto il rimbalzo dal calo della produzione in Australia nel 2011, come conseguenza delle inondazioni di vasta portata che hanno ostacolato la produzione nel Queensland. La crescita media del 4,8% nel biennio 2011-2012 riflette meglio il trend di quest'area OCSE e mette in maggiore rilievo il forte aumento della produzione nel resto del mondo, pari a poco meno dell'8%. Essa risulta concentrata in Cina che nel 2012 contribuiva per il 62% alla produzione non OCSE, dopo una crescita a una media di poco sotto il 9% medio annuo nell'ultimo decennio.

La produzione cinese è destinata ad aumentare a ritmi simili a quelli attuali ancora per diversi anni per far fronte alla domanda, soprattutto di energia elettrica. La produzione interna non è comunque sufficiente a coprire il fabbisogno interno e dal 2008 la Cina è diventata importatrice netta di carbone termico (tav. 1.13). Nel 2011 le importazioni cinesi di carbone termico hanno superato quelle del Giappone e nel 2012 quelle dell'Unione europea. Sono attualmente seconde solo alle importazioni indiane, che potrebbero superare già nel 2013. Praticamente immutata è invece la graduatoria dei principali paesi esportatori tra il 2011 e il 2012, che vede in prima posizione l'Indonesia, seguita dall'Australia e dalla Russia.

TAV. 1.13

Commercio internazionale
di carbone termico dal 2007
al 2012

Mtec, dati al lordo degli stoccaggi

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ESPORTAZIONI						
Indonesia	103,7	106,0	123,0	154,1	181,2	184,3
Australia	88,2	103,6	115,5	135,4	137,6	159,3
Russia	77,9	75,8	71,7	79,5	91,5	102,0
Colombia	61,5	64,3	62,3	57,6	55,5	64,6
Sud Africa	52,1	46,7	45,8	53,0	50,5	55,5
Stati Uniti	12,0	17,1	12,5	12,8	21,4	30,1
Canada	23,4	27,7	19,2	18,0	18,8	19,5
Vietnam	27,9	26,7	21,9	17,4	14,3	12,7
Cina	40,5	33,7	17,5	9,9	5,5	3,9
Altri	49,5	32,8	28,7	37,2	61,7	91,8
TOTALE	536,7	534,3	518,1	574,9	638,0	723,7
IMPORTAZIONI						
India	41,8	49,7	56,9	87,8	115,9	166,4
Unione europea	104,4	92,3	84,9	87,4	113,2	131,7
Cina	35,9	65,4	74,6	93,6	104,1	137,8
Giappone	136,0	94,7	84,3	101,4	103,9	117,1
Corea	45,1	51,2	55,4	62,6	67,4	67,4
Taiwan	51,5	50,8	46,5	49,2	47,7	45,0
Altri	122,1	130,3	115,7	93,0	86,0	58,3
TOTALE	536,7	534,3	518,1	574,9	638,0	723,7

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Platts, *International Coal Report*.

Prezzo del carbone

Dai valori massimi raggiunti nel 2011, il prezzo del carbone nei mercati internazionali si è fortemente ridotto nel 2012. Tuttavia, la discesa ha seguito due percorsi assai diversi nel mercato Atlantico e nel mercato del Pacifico, in ogni caso senza alcun rapporto con il prezzo del petrolio. La figura 1.13 riporta il prezzo *cif* nei due mercati in confronto anche al prezzo sul mercato interno americano dell'Appalachian, che rappresenta circa un terzo della produzione degli Stati Uniti.

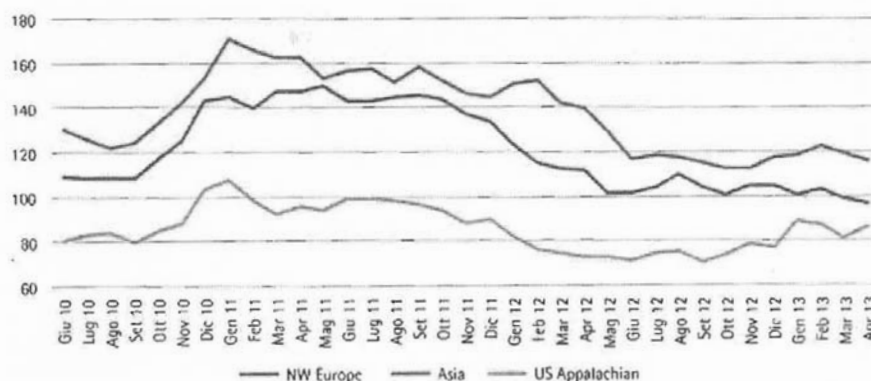
Nel mercato Atlantico, se si esclude il carbone esportato dagli Stati Uniti, che si è mantenuto a valori stabili attorno a 85 \$/tec, i prezzi avevano iniziato a scendere già verso la fine del 2011, caindo dal massimo di 130 \$/tec, raggiunto in agosto 2011, a valori mediamente inferiori a 100 \$/tec nel mese di maggio 2012, per poi scendere lentamente in prossimità di 90 \$/tec verso la fine

dell'anno (Fig. 1.14). I prezzi dei principali carboni (colombiano, polacco, russo, sudafricano), rapportati al contenuto energetico effettivo, si sono mantenuti in una fascia ristretta con scarti tra massimo e minimo raramente maggiori di 10 \$/tec. Inoltre, è evidente la loro convergenza verso il prezzo del carbone proveniente dagli Stati Uniti, inferiore di 30-40 \$/tec durante la maggior parte del 2011 e di circa 20 \$/tec nel 2012 fino al mese di aprile. In questo andamento non è difficile riconoscere l'impatto del carbone, espulso in grandi quantità dal mercato americano della generazione elettrica, a prezzi inizialmente a forte sconto per ricavarci uno spazio sul mercato. Nel 2012 il carbone proveniente dagli Stati Uniti ha rappresentato circa un terzo delle importazioni nel mercato Atlantico.

Anche il crollo della siderurgia nell'Unione europea ha influenzato il calo dei prezzi, ma meno che nel mercato Pacifico, come evidenziato in seguito.

FIG. 1.13

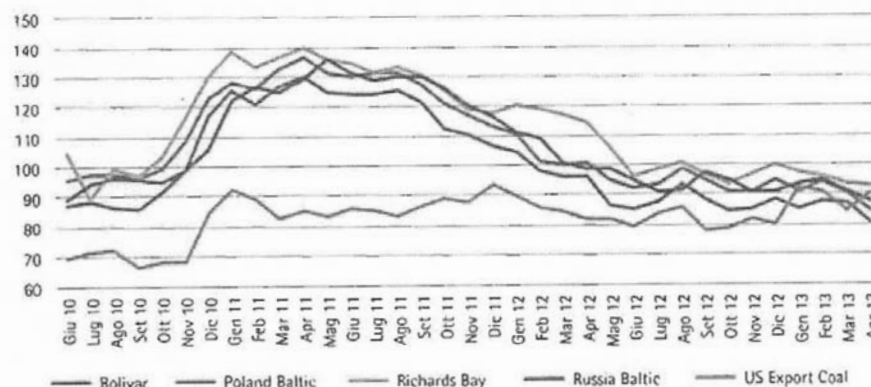
Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali \$/hec



Fonte: Platts per i benchmark cif NW Europe e Asia; Nymex per US Appalachian.

FIG. 1.14

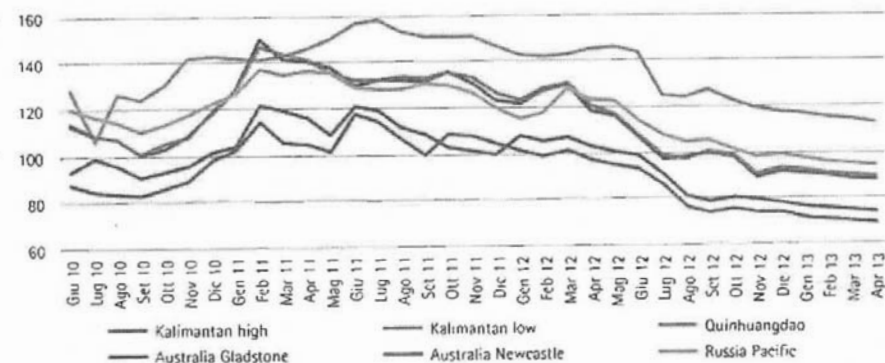
Prezzo dei principali carboni esportati nel mercato Atlantico \$/hec



Fonte: Platts e AIE per le esportazioni dagli Stati Uniti.

FIG. 1.15

Prezzo dei principali carboni esportati nel mercato del Pacifico \$/hec



Fonte: Platts.

TAV. 1.14

	PRODUZIONE				CRESCITA		
	2009	2010	2011	2012	2009-10	2010-11	2011-12
Unione europea	72,7	94,5	94,1	91,3	30,1%	-0,4%	-3,1%
Ex URSS e altri paesi europei	81,6	91,3	90,3	91,5	11,8%	-1,2%	1,4%
Nord America	28,2	39,2	42,5	44,5	39,0%	8,3%	4,8%
America Latina	28,5	34,5	37,5	30,6	20,9%	8,8%	-18,4%
Africa	8,4	9,3	5,1	7,0	10,9%	-44,7%	36,5%
Asia	715,3	769,2	810,7	835,8	7,5%	5,4%	3,1%
- di cui Cina	568,6	595,6	629,7	654,3	4,7%	5,7%	3,9%
TOTALE	934,7	1.038,0	1.080,2	1.100,7	11,1%	4,1%	1,9%

Produzione di acciaio
d'altoforno nei principali
paesi produttori
Miloni di tonnellate e valori percentuali

Fonte: World Steel Association.

Nel mercato del Pacifico, il calo dal valore massimo raggiunto nel 2011 ai valori minimi dei primi mesi del 2013 è simile (33% contro 36%, escludendo il carbone dagli Stati Uniti), ma la discesa è stata più lenta (Fig. 1.15). Inoltre, lo scarto tra i prezzi dei diversi carboni rapportati al contenuto energetico è stato molto maggiore, con una differenza tra minimo e massimo di circa 40 \$/tec, senza segni di convergenza nel tempo. In quest'area, l'andamento dei prezzi ha risentito soprattutto del rallentamento della siderurgia, che aveva sostenuto i prezzi negli anni precedenti (Tav. 1.14). La siderurgia rappresenta meno del 20% dei consumi di carbone nel mondo,

ma di un carbone generalmente molto più pregiato, con prezzi anche oltre due volte quelli del carbone per usi termici. Il legame tra i prezzi delle due classi di carbone è rafforzato dal fatto che da almeno due decenni vari tipi di carbone polverizzato vengono iniettati negli altiforni delle acciaierie in opportuna combinazione con il coke, al fine di risparmiare sull'elevato costo di questo e del carbone metallurgico utilizzato per produrlo. Le forti differenze di prezzo tra carbone di diversa provenienza, evidenziate nella figura 1.15, riflettono principalmente la loro adeguatezza (composizione e qualità) per l'utilizzo in siderurgia.

Prezzo delle fonti fossili nel medio termine

Obiettivo di questa breve sezione non è quello di fornire previsioni sull'andamento dei prezzi delle fonti fossili nel futuro, quanto quello di offrire un esame dei fattori e delle condizioni che appaiono maggiormente determinanti per i prezzi nel medio periodo, vale a dire nei prossimi 5-10 anni. Tra questi possono essere prevalenti quelli di natura politica, ma anche di origine tecnologica, come si è visto in tempi recenti con lo sviluppo del gas da scisti mediante fratturazione delle rocce metanifere e, in precedenza, con lo sviluppo del trasporto di gas naturale liquefatto

negli anni Sessanta dell'ultimo secolo, la prospezione geofisica tridimensionale, la perforazione orizzontale nel sottosuolo, la coltivazione del petrolio in acque profonde, e nel futuro, magari, la produzione di gas da idrati sottomarini, come già sperimentato con qualche successo in Giappone, in tempi recenti. Si escludono pertanto le perturbazioni di più breve termine, come la recessione economica, i conflitti locali, le interruzioni delle forniture ecc. La visuale è rivolta soprattutto all'area europea, anche se i fenomeni sottostanti sono di natura quasi sempre globale.

Petrolio - Produzione da parte dei paesi OPEC

Le principali incognite per l'evoluzione del prezzo del greggio sono la produzione dei paesi del cartello OPEC e la rivoluzione dello *shale oil*.

Il futuro del mercato petrolifero dipende in parte significativa dalla produzione irachena che, dopo un lungo periodo di stasi dovuto ai limiti imposti in seguito alla guerra del Golfo, è aumentata da poco più di 2,0 milioni di barili/giorno nel 2007, a 2,5 milioni di barili/giorno nel 2010 a 3,2 milioni di barili/giorno nel 2012. Nonostante le difficoltà e le incertezze, il governo di Baghdad sostiene di poter ampliare la produzione ad almeno 8 milioni di barili/giorno nei prossimi cinque anni. Ma anche l'AIE considera probabile che la produzione irachena possa raddoppiare entro la fine del decennio. Questo non significa necessariamente un allentamento della tensione sul prezzo. Considerando infatti la crescita della domanda nei paesi emergenti, sembra probabile che un tale incremento verrebbe completamente assorbito dal fabbisogno mondiale. Inoltre, almeno per i prossimi anni, il paese non teme vincoli di produzione imposti dal cartello, dato che per molti anni non ha potuto beneficiare delle entrate petrolifere e ha bisogno di denaro per la ricostruzione. Tuttavia, una crescita a 8-10 milioni di barili/giorno negli anni successivi avrebbe l'effetto di aumentare la quota dell'Iraq al 20-25% della produzione totale dell'OPEC, con potenziale impatto sugli equilibri interni del cartello.

Petrolio - Shale oil

Una delle principali incertezze riguarda la produzione di *shale oil* negli Stati Uniti e in Canada. In pochi anni è aumentata di 1,25 milioni di barili/giorno, ma anche nel caso che tale incremento dovesse raddoppiare entro il decennio, si tratterebbe di un quantitativo relativamente piccolo rispetto al fabbisogno globale di circa 100 milioni verso il 2020. Inoltre, il contributo dello *shale oil* nordamericano verrebbe compensato dal declino della produzione in altre aree non OPEC. La possibilità che salga fino a raggiungere (e superare) la produzione saudita entro il 2017, come recentemente ipotizzato dall'AIE, sembra alquanto remota, anche considerando sia che le risorse di *shale oil* potrebbero essere inferiori all'atteso, sia i problemi tecnici, economici e ambientali delle tecnologie di recupero. In ogni caso, l'OPEC vede l'aumento

della produzione statunitense con molta apprensione, trattandosi della principale sfida ai poteri del cartello dai tempi dello sviluppo delle risorse dell'Alaska e del Mare del Nord. Anche la Russia teme che la rivoluzione dello *shale oil* negli Stati Uniti e altrove possa ridurre le sue esportazioni di petrolio entro il decennio. Per mantenere immutate le entrate, i paesi OPEC dovrebbero incrementare le vendite abbassando il prezzo o limitare la produzione. È comunque difficile prevedere che gli Stati Uniti competeranno con l'Arabia Saudita, considerando le capacità di crescita della produzione di questo paese a costi molto contenuti. Aumentando la produzione, l'Arabia Saudita potrebbe sopprimere l'industria dello *shale oil* americano sul nascere.

Il costo si aggira oggi a oltre 70-80 \$/barile, pertanto il calo del prezzo a 80 \$/barile porterebbe al collasso dell'industria. Questo scenario sembra comunque improbabile. Considerando la necessità di crescenti entrate petrolifere per scongiurare una primavera araba in Arabia Saudita e in altri paesi OPEC, il prezzo dovrebbe rimanere superiore a 100 \$/barile. In ultima analisi, le dinamiche di prezzo del petrolio appaiono legate allo sviluppo della domanda mondiale.

Gas - Shale gas

Le principali incognite per l'evoluzione del prezzo del gas naturale sono lo sviluppo dell'industria dello *shale gas* negli Stati Uniti, in Cina e altrove, la concorrenza tra i produttori di gas russo, l'evoluzione dei meccanismi di determinazione del prezzo e, nel continente europeo, l'eccesso di offerta.

Dopo i successi dello *shale gas* negli Stati Uniti, molti paesi si stanno muovendo per produrre gas naturale dalla fratturazione delle rocce gasifere, la Cina in prima linea con l'acquisizione di imprese e *joint venture* per lo sviluppo delle risorse nordamericane. La possibilità che l'Europa possa seguire l'America sono tuttavia davvero molto basse, per via della densità demografica, dell'inconsistenza delle risorse e dell'opposizione politica, anche se alcuni paesi (tra cui l'Ucraina) stanno già promuovendo l'esplorazione e lo sviluppo. La rivoluzione dello *shale gas* negli Stati Uniti può tuttavia riflettersi apprezzabilmente sui prezzi europei attraverso i flussi di esportazione verso l'Europa e più ancora verso l'Asia. Questo però dipende dalla volontà del Congresso degli Stati Uniti, dove è tuttora in corso la contesa tra i produttori - che vorrebbero esportare il gas verso paesi con

prezzimaggiorati fino a 3-5 volte - e l'industria manifatturiera assieme alle associazioni dei consumatori che vorrebbero mantenere il gas per il consumo interno, temendo un aumento dei prezzi. Non c'è ancora un accordo, ma diverse industrie si stanno preparando alacremente con la sigla di precontratti di esportazione di gas naturale liquefatto con importatori europei e asiatici. In ogni caso, le prospettive dello *shale gas* appaiono incerte, perché se le risorse venissero riservate interamente al consumo interno, i prezzi potrebbero divenire troppo bassi e la produzione potrebbe andare in crisi; se invece gli Stati Uniti esportassero, la conseguenza sarebbe l'aumento dei prezzi interni, ma anche un nuovo equilibrio di mercato a scapito dei prezzi di esportazione.

Gas - Meccanismi di determinazione del prezzo

Gazprom difende i prezzi indicizzati al petrolio in alternativa a una progressiva rimodulazione sui prezzi *spot* che si formano negli *hub* europei, adducendo che questi si riferiscono solo ai piccoli quantitativi che residuano dai contratti a lungo termine. Dall'altra parte, gli importatori osservano che i prezzi indicizzati al petrolio, nei contratti di lungo termine stipulati quando il petrolio aveva prezzi dell'ordine di 20-30 \$/barile, con prezzi che sono oggi stabilmente superiori a 100 \$/barile, costituiscono una forma di *windfall profit*. Il problema non è infatti la lunga durata dei contratti *take-or-pay*, quanto l'indicizzazione al prezzo del petrolio che va rinegoziato con gli importatori. Ma anche il concetto del *take-or-pay* perde rilievo quando le principali infrastrutture di trasporto sono state ampiamente ammortizzate e richiedono solo esborsi per la manutenzione, pur rimanendo ovviamente la parte legata al costo di produzione. In aggiunta, il modello Gazprom che tiene le vendite a basso prezzo sul mercato interno e ad alto prezzo nel mercato europeo non sembra più essere sostenibile ai prezzi attuali del petrolio.

Ci sono novità anche nell'area asiatica, che si distingue per i prezzi del gas più alti del mondo. In previsione dello sviluppo di flussi di esportazione di *shale gas* americano, alcune tra le principali *utilities* giapponesi stanno siglando contratti di importazione indicizzati ai prezzi formati al *Henry Hub*, con risparmi che arrivano anche al 30% sui prezzi attuali. Essendo le esportazioni in quest'area essenzialmente legate al GNL, è prevedibile che si confermi la tendenza generale del mercato del GNL, per più dell'80% delle forniture legato a contratti di lungo termine.

Gas - Concorrenza tra produttori di gas russo

La quota di gas russo estratto da produttori diversi da Gazprom è quasi triplicata tra il 2000 e il 2012, passando dal 10% al 27% del totale.

Il principale vantaggio di Gazprom sta nella proprietà dei metanodotti di trasporto. Fino a pochi anni fa i produttori russi indipendenti (Novatek, Rosneft ecc.) erano costretti a vendere la produzione a Gazprom, ma negli ultimi anni hanno ottenuto sempre più possibilità di accesso alle reti e oggi essi possono vendere gas in concorrenza con l'azienda di Stato ai generatori elettrici e ad altri grandi consumatori come le acciaierie. Nel futuro potrebbero anche esportarlo.

Gas - Eccesso di offerta in Europa

Le infrastrutture di importazione appena realizzate o proposte (North Stream, South Stream, TAP, Nabucco, Galsi e diversi terminali di rigassificazione) sono state progettate per un mercato in rapida espansione. Negli ultimi anni, la recessione accompagnata dalla promozione di politiche di risparmio energetico, e dalla sostituzione del gas naturale per la generazione elettrica con carbone e fonti rinnovabili, ha invece portato a scarsa crescita, stagnazione e poi al calo del fabbisogno. Se la capacità di importazione venisse tutta realizzata, si determinerebbe un eccesso di offerta che, in un mercato libero ed efficiente, si risolverebbe con un calo significativo dei prezzi. Nella pratica, in vista di una tale evoluzione, molti progetti vengono rallentati o cancellati.

Carbone

Il calo dei prezzi internazionali del carbone nel 2012 risulta da più fattori: l'enorme disponibilità di offerta di carbone espulso dal mercato della generazione elettrica americana dal metano a basso prezzo; il calo della crescita del fabbisogno elettrico nella maggior parte del mondo, la bassa crescita della siderurgia e, nell'Unione europea, il crollo dei diritti di emissione di CO₂. Tale combinazione di circostanze appare irripetibile e infatti il prezzo del carbone americano, venduto a sconto durante la maggior parte del 2012, si è praticamente allineato con quello di altre fonti di carbone verso la fine dell'anno (Fig. 1.13). Per il futuro

si può prevedere che l'offerta mondiale faticherà a coprire la crescente domanda di carbone di importazione proveniente dai paesi asiatici (principalmente Cina e India) per la generazione elettrica e per le acciaierie. In prospettiva futura, naturalmente, per questa fonte andrà valutata la compatibilità con più stringenti requisiti ambientali e l'effettiva possibilità di

ridurre le emissioni in fase di utilizzo, grazie anche all'impiego di tecnologie come la *carbon capture and sequestration* (CCS). Al momento appare però difficile valutare il reale potenziale e la fattibilità tecnico-economica di tale tecnologia, ancora nella fase di sperimentazione e di progetti pilota nel settore termoelettrico.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione (*European Union Emissions Trading Scheme* - EU ETS) è la principale misura adottata dall'Unione europea, in attuazione del Protocollo di Kyoto, per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori, ovvero nei settori industriali caratterizzati da maggiori emissioni.

L'EU ETS è stato istituito dalla direttiva 2003/87/CE e sue successive modificazioni (direttiva ETS), che trasferisce in Europa, per gli impianti industriali, il meccanismo di *cap and trade* introdotto a livello internazionale dal Protocollo di Kyoto. In altre parole, il sistema fissa un tetto massimo (*cap*) al livello totale delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati dal sistema, ma consente ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato (*trade*) diritti di emissione di CO₂ (*quote*) secondo le loro necessità, all'interno del limite stabilito.

A livello europeo, l'EU ETS coinvolge circa 16.000 operatori, tra impianti termoelettrici, industriali nel campo della produzione di energia e della produzione manifatturiera (attività energetiche, produzione e trasformazione dei metalli, cemento, ceramica e laterizi, vetro, carta) e operatori aerei.

Dal 2012 il sistema è stato ampliato anche a circa 4.000 operatori del settore aereo e dal 2013 è stato esteso ulteriormente alle attività di produzione di alluminio, calce viva, acido nitrico,

idrogeno, carbonato e bicarbonato di sodio, nonché agli impianti che si occupano della cattura e dello stoccaggio di CO₂.

È prevista la possibilità di escludere dall'EU ETS ospedali e piccoli emettitori, ovvero impianti con emissioni inferiori a 25.000 tonnellate di CO₂ equivalente e, nel caso di impianti di combustione, con potenza termica nominale inferiore a 35 MW, escluse le emissioni da biomassa.

Nel 2012 ha avuto termine la Fase 2 dell'EU ETS. La direttiva ETS ha infatti previsto una prima fase di applicazione del sistema nel triennio 2005-2007 (Fase 1), seguita da un'ulteriore fase relativa al periodo 2008-2012 (Fase 2), in relazione al quale sono stati assegnati gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas climalteranti fissati dal Protocollo di Kyoto, pari rispettivamente a -8% rispetto al 1990 (anno di riferimento) per l'Unione europea e a -6,5% per l'Italia. La Fase 3 ha avuto inizio nel 2013 e proseguirà fino al 2020. Le principali novità rispetto alle due fasi appena concluse riguardano:

- * l'applicazione di un tetto unico alle emissioni prodotte nei vari Stati membri in sostituzione del precedente sistema, articolato sulla base di tetti definiti a livello nazionale;
- * l'utilizzo obbligatorio del metodo d'asta per l'assegnazione delle quote di emissione. Nel corso del 2013 le aste

riguarderanno il 40% circa delle emissioni, con un aumento graduale di tale quota ogni anno;

- * l'applicazione di regole di allocazione armonizzate sulla base di *benchmark* di performance di emissione di portata europea, con riferimento ai settori esentati dall'applicazione dei meccanismi d'asta per l'attribuzione delle quote.

La Commissione europea stima un surplus di quote di emissione in circolazione nel sistema che potrebbe raggiungere 1,5-2 miliardi già entro il 2014³. A fronte di un simile rischio, il 14 novembre 2012 la Commissione ha adottato una relazione sulla situazione del mercato europeo del carbonio, che illustra una serie di possibili misure strutturali per affrontare il problema delle quote eccedenti. In particolare, sono state avanzate due linee di intervento: una proposta di breve termine (c.d. *back-loading*) e un set di misure strutturali di riforma dell'ETS per il lungo termine (contenute nella relazione di cui sopra). In particolare, il *back-loading* opera un accantonamento temporaneo delle quote da mettere all'asta nel triennio 2013-2015, per rimetterle in circolazione nell'ultimo biennio della terza fase (2019-2020).

Le altre misure strutturali proposte prevedono:

- * un incremento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni al 2020 dal 20% al 30%. Tale obiettivo potrebbe essere raggiunto sia aumentando il fattore lineare di riduzione, sia accantonando permanentemente 1,4 miliardi di quote in circolazione;
- * l'accantonamento in modo permanente di un quantitativo di quote destinate alle aste durante la Fase 3 del Sistema ETS;
- * la revisione anticipata del fattore annuale di riduzione lineare, attualmente pari all'1,74%. Tale misura aiuterebbe a raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni al 30%, ponendo l'Europa in linea con gli obiettivi della *Roadmap 2050 per una Low Carbon Economy*, oltre a produrre effetti anche nel post 2020;
- * l'estensione del campo di applicazione del sistema EU ETS ad altri settori meno esposti all'andamento dei cicli economici;
- * una limitazione alla fruizione di crediti internazionali che fino a questo momento hanno largamente contribuito a generare il surplus di quote in circolazione sul mercato;

- * l'introduzione di meccanismi di gestione dei prezzi discrezionali, attraverso l'inserimento di una soglia di prezzo minimo (*price floor*) quale garanzia per gli investitori, ovvero la previsione di meccanismi di regolazione dell'offerta, attraverso una riserva di quote.

Il Parlamento europeo e il Consiglio hanno chiesto alla Commissione di esaminare le menzionate opzioni per un'azione strutturale da adottare con la massima rapidità, tra cui il ritiro permanente del numero di quote necessario per riassorbire l'eccedenza. Le eventuali proposte legislative di misure strutturali, presentate dalla Commissione in esito al dibattito pubblico, verranno sottoposte a una consultazione pubblica e a una valutazione approfondita dei loro impatti.

Per quanto concerne il panorama nazionale, con il decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, è stata data attuazione alla direttiva 2009/29/CE, tesa a modificare il sistema di scambio delle quote come definito dalla direttiva 2003/87/CE, con riferimento agli anni successivi al 2012. In sintesi, il decreto definisce in maniera più puntuale il campo di applicazione della disciplina in oggetto per gli impianti di combustione, e contemporaneamente estende il sistema a gas diversi dall'anidride carbonica. Lo stesso ammette l'esclusione dal sistema dei piccoli impianti, subordinata alla realizzazione di sforzi di riduzione "equivalenti", ed esonera dal sistema gli impianti di incenerimento che trattano rifiuti speciali non pericolosi, purché prodotti da impianti di trattamento alimentati da rifiuti urbani. Inoltre, il decreto disciplina il metodo di assegnazione delle quote, prevedendo che vengano assegnate mediante asta. In particolare, per gli impianti termoelettrici e per quelli di cattura e stoccaggio del carbonio, l'assegnazione sarà a titolo oneroso, mentre per gli impianti dei settori diversi dal termoelettrico è prevista una transizione graduale verso il *full auctioning*.

Per quanto concerne le modalità di gestione delle aste, definite sempre dal decreto in questione, avverranno a livello nazionale con regole armonizzate stabilite a livello dell'Unione europea, prevedendo che una cospicua parte dei proventi che ne deriveranno saranno destinati al Ministero dell'ambiente per politiche di mitigazione e per favorire gli adattamenti ai cambiamenti climatici.

³ Commission Staff Working Document, *Proportionate Impact Assessment*, proposta di emendamento al regolamento Aste, c.d. *back-loading*, 12 novembre 2012.

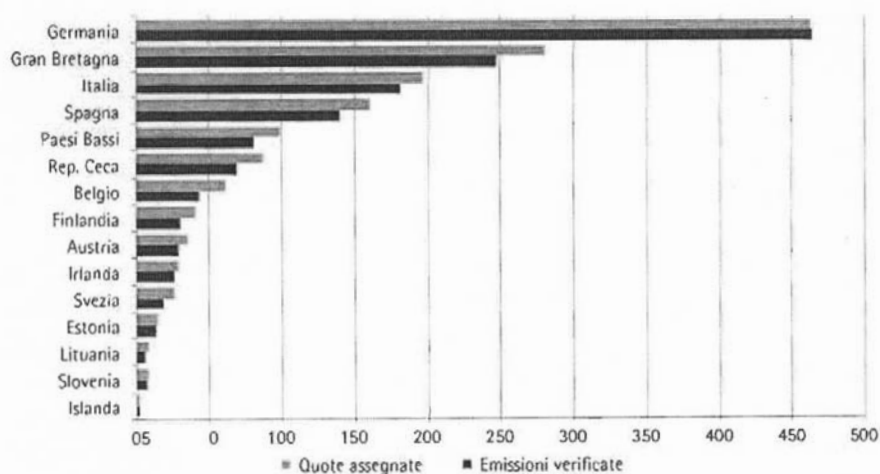
Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2011-2012

I dati del registro europeo (*Community Independent Transaction Log - CITL*), estratti in data 2 aprile 2013, mostrano una riduzione delle emissioni registrate di oltre il 3% rispetto all'anno precedente. Con riferimento al 2012, considerando i paesi nei quali almeno il 90% delle installazioni ha comunicato le proprie emissioni, si

evidenzia una sovrallocazione di quote di quasi 152 MtCO₂. A tale esito hanno contribuito soprattutto la Gran Bretagna (33 MtCO₂), la Spagna (20 MtCO₂) e i Paesi Bassi (19 MtCO₂). La Germania è l'unico paese a mostrare una tendenza opposta, evidenziando infatti una lieve sottoallocazione di 0,4 MtCO₂. Quest'ultimo dato è in forte diminuzione rispetto al 2011, anno in cui la Germania registrò una sottoallocazione di poco inferiore a 50 MtCO₂.

FIG. 1.16

Assegnazioni ed emissioni effettive nel 2012^(A)
MtCO₂



(A) Nel grafico sono riportati i paesi per i quali i dati relativi alle emissioni sono stati comunicati almeno dal 90% delle installazioni.
Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo CITL in data 2 aprile 2013.

Si ricorda che il registro è aggiornato quotidianamente e che riflette tutti i movimenti di variazione dei permessi (per esempio, modifiche di assegnazioni per apertura di nuovi impianti e/o ampliamenti, oppure chiusura di impianti esistenti e rettifiche di dati). Per l'Italia, in particolare, con riferimento ai settori soggetti all'EU ETS, è stato verificato un ammontare di emissioni nel 2012 pari a 181,2 MtCO₂, che determina una sovrallocazione di

quasi 15 MtCO₂. A questo risultato hanno contribuito in maniera significativa le dinamiche nei settori della produzione sia della calce e del cemento sia dell'acciaio, che hanno registrato un surplus di quote rispettivamente pari a 12,6 MtCO₂ e a 4,9 MtCO₂. Gli impianti di combustione e quelli di raffinazione hanno invece scontato un deficit di permessi, rispettivamente pari a 4,2 MtCO₂ e a 2,5 MtCO₂.

SETTORE PRODUTTIVO	2011			2012		
	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA	ASSEGNAZIONI	EMISSIONI VERIFICATE	DIFFERENZA
Impianti di combustione	115,4	120,9	-5,6	111,8	115,9	-4,2
Impianti di raffinazione	19,7	23,7	-4,0	19,7	22,2	-2,5
Produzione di acciaio	19,1	14,4	4,8	19,1	14,2	4,9
Produzione di calce e cemento	31,0	22,6	8,4	31,0	18,5	12,6
Produzione di vetro	3,1	2,8	0,2	3,1	2,7	0,4
Produzione di ceramica e laterizi	0,8	0,3	0,4	0,8	0,3	0,5
Produzione di pasta per carta e cartoni	5,4	4,6	0,8	5,4	4,3	1,1
Trasporto aereo	0,0	0,0	0,0	4,2	2,8	1,4
Altre attività	0,9	0,6	0,4	1,1	0,5	0,6
TOTALE SETTORI	195,4	190,0	5,5	196,1	181,2	14,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dati estratti dal registro europeo EITL in data 2 aprile 2013.

TAV. 1.15

Emissioni effettive e assegnazioni per gli anni 2011-2012 in Italia
M₁CO₂

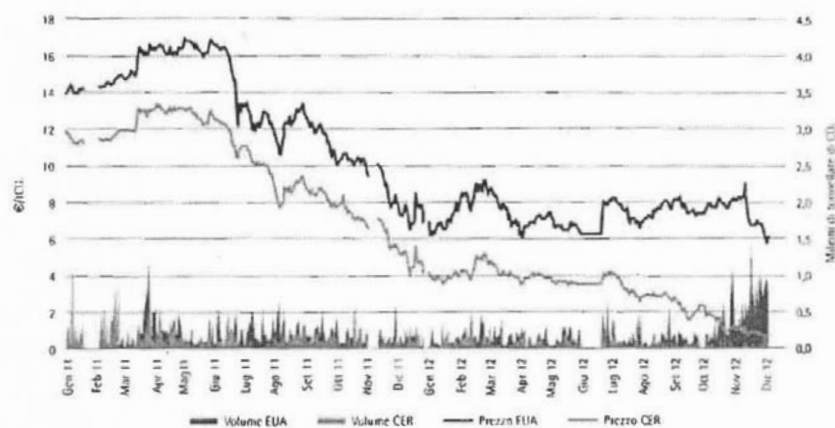
Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2012

Nella figura 1.17 sono rappresentati i prezzi e i volumi degli EUA e dei CER (*Certified Emission Reduction*) quotati sulla Borsa Bluenext (caratterizzata dai volumi di scambio maggiori), che ha terminato il suo periodo di attività il 5 dicembre 2012. Come mostrato nel grafico, il prezzo *spot* dei permessi EUA nel 2012 ha registrato un incremento in febbraio (+23% rispetto al mese precedente, raggiungendo i 9,19 €/tCO₂ a fine febbraio) a seguito di un iniziale andamento in diminuzione a continuazione del trend negativo iniziato nel secondo semestre 2011. Successivamente, l'andamento degli EUA mostra un trend costante fino al crollo nel giorno antecedente la chiusura con il minimo annuale di 5,72 €/tCO₂. Il prezzo medio di quotazione su base annuale è

risultato pari a 7,37 €/tCO₂ (-43% rispetto all'anno precedente). Dopo il crollo dei volumi del 2011, passati da circa 270 milioni di tonnellate del 2010 a poco più di 45 milioni di tonnellate, nel 2012 le transazioni mostrano una lieve variazione in aumento, raggiungendo quasi 47 milioni di tonnellate. Nella stessa Borsa, il prezzo medio *spot* dei crediti CER, provenienti dalle riduzioni di emissioni dei progetti in atto nei paesi in via di sviluppo, previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto, è risultato pari a 3,08 €/tCO₂, con uno spread rispetto al prezzo dei permessi EUA che ha raggiunto il punto massimo nel mese di novembre (7,91 €/tCO₂). A differenza degli EUA, il prezzo dei CER è stato in costante diminuzione durante tutto il 2012. Il volume dei certificati si è sostanzialmente dimezzato rispetto all'anno precedente (-51%), con un volume di poco più di 14 milioni di tonnellate.

FIG. 1.17

Andamento dei prezzi spot
della CO₂ nella borsa Bluenext
nel 2011-2012
EUA CO₂; MCO₂



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Bluenext.

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

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

Dall'1 luglio 1991, i dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali sono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 90/377/EEC, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La 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 dei prezzi pagati dai consumatori domestici, ancorché non disciplinata dalla direttiva 90/377/EEC, 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 coerente con il nuovo assetto di mercato, previsto dalla completa liberalizzazione dell'attività della vendita finale, a partire dall'1 luglio 2007. Eurostat ha provveduto ad aggiornare anche la metodologia per la raccolta dei prezzi finali pagati dai clienti domestici, confermando l'accordo volontario sottoscritto dagli Stati membri. A seguito delle sostanziali modifiche apportate alla direttiva 90/377/EEC, per ragioni di chiarezza il Parlamento e il Consiglio europeo, in data 22 ottobre 2008, hanno emanato la

direttiva 2008/92/CE sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, che rappresenta una rifusione delle disposizioni in questione.

La nuova metodologia di rilevazione dei prezzi, come ampiamente descritto nella *Relazione Annuale* 2008, ha sostituito la raccolta dei prezzi puntuali per tipologia di consumatore tipo con la raccolta di prezzi medi semestrali, articolati per classi di consumo e ponderati sulle base delle quote di mercato dei fornitori di energia elettrica e gas.

Con l'adozione della nuova metodologia, le serie storiche presentano una soluzione di continuità a partire da gennaio 2008. Infatti, da tale data la nuova metodologia è entrata in vigore ufficialmente anche se, già da luglio 2007, è stata concessa agli Stati membri la possibilità di comunicare i prezzi a Eurostat sulla base della nuova metodologia, anziché sulla base di quella preesistente, e la maggior parte dei paesi ha scelto questa opzione. Si precisa che, con la nuova metodologia di rilevazione, la quale ha per oggetto i prezzi medi, si raccolgono i prezzi pagati dai clienti finali senza distinzione, con riferimento al nostro Paese, tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia, mentre la rilevazione precedente rifletteva le tariffe di fornitura nel mercato vincolato.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono pertanto ai prezzi comunicati a Eurostat sulla base della nuova metodologia di rilevazione, con riferimento all'anno 2012 ed estratti dal database Eurostat in data 23 maggio 2013. Si segnala

che, per alcuni paesi e per il prezzo medio relativo agli aggregati Unione europea (27 paesi) e Area euro (paesi che adottano la moneta unica), i dati relativi all'anno in esame sono stati forniti in

forma provvisoria. L'Eurostat raccoglie e pubblica i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri dall'anno 1985.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Nel 2012 i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani risultano inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea per le prime due classi di consumo (comprendenti consumi annui inferiori a 1.000 kWh e fino a 2.500 kWh), sia al netto sia al lordo delle imposte e oneri, mentre risultano superiori per le restanti classi di consumo. In particolare, per la prima classe di consumo (<1.000 kWh/anno) i prezzi italiani al netto delle imposte risultano inferiori del 12% rispetto alla media europea; il divario rimane ancora inferiore dell'8% al lordo delle imposte. Per i consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), dove si concentra gran parte delle famiglie italiane, i prezzi interni al netto delle imposte sono inferiori del 7,6% rispetto alla media europea, al lordo delle imposte la differenza è del -6,2%. Per le fasce di consumo superiori a quelle sopra evidenziate, i prezzi

italiani risultano più alti della media europea. Più in dettaglio, per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/anno) il prezzo al netto delle imposte evidenzia un divario con la media europea del +9%, la differenza sale però al +15% al lordo delle imposte (Tav. 1.16). Tale categoria evidenzia per l'Italia un rialzo dei prezzi al lordo delle imposte del 9,3% rispetto al 2011, a fronte di un incremento medio del 6,2% a livello europeo. In altri paesi europei vi sono stati incrementi del prezzo finale per la stessa categoria superiori all'Italia, come per esempio nel Regno Unito (+15%) e in Spagna (+10% circa).

Al contrario, Germania e Francia vedono una variazione positiva del loro prezzo finale, sempre riferita alla categoria presa in esame, inferiore alla media europea a 27 paesi e pari rispettivamente a +4,2% e +1,3%. In tutti i principali paesi, con l'eccezione del Regno Unito, tale aumento è ascrivibile per una quota significativa all'aumento della componente imposte, inclusiva degli eventuali oneri parafiscali.

TAV. 1.16

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; anno 2012; c€/kWh

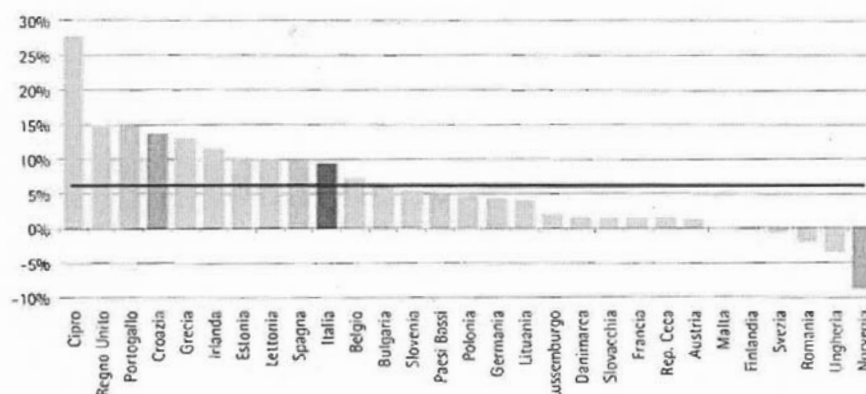
	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	20,63	29,83	15,69	22,38	14,23	20,00	12,88	18,09	11,53	16,17
Belgio	23,20	30,12	18,10	23,82	16,37	22,75	14,43	19,45	12,17	17,27
Bulgaria	7,56	9,07	7,51	9,01	7,51	9,01	7,47	8,96	7,45	8,94
Cipro	26,60	31,80	23,71	28,40	23,76	28,45	23,43	28,06	22,50	26,92
Danimarca	15,52	32,94	15,52	32,94	13,05	29,85	11,24	26,13	11,24	26,13
Estonia	8,13	11,48	8,02	11,32	7,83	11,10	7,55	10,76	6,88	9,94
Finlandia	21,75	28,86	14,25	19,62	10,93	15,54	9,44	13,70	7,79	11,67
Francia	19,86	24,60	11,83	16,09	10,06	14,21	8,96	13,03	8,67	12,76
Germania	25,31	39,73	16,43	28,86	14,37	26,36	13,20	25,04	12,80	24,06
Grecia	13,61	17,01	9,63	12,56	10,69	14,05	10,86	15,78	9,81	15,17
Irlanda	46,07	56,84	22,69	27,02	19,02	22,22	16,89	19,50	14,75	16,84
Italia	19,02	26,16	14,03	19,35	14,85	22,15	17,91	27,36	20,44	30,61
Lettonia	9,80	11,91	10,39	12,64	11,35	13,79	11,89	14,44	12,05	14,65
Lituania	10,86	13,14	10,67	12,91	10,45	12,64	10,20	12,34	9,62	11,64
Lussemburgo	21,89	24,61	16,52	18,91	14,73	17,01	13,66	15,88	12,22	14,35
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	16,15	17,00	17,10	18,00	21,35	23,00
Paesi Bassi ^(A)	30,785	n.d.	16,38	11,51	13,47	18,77	11,90	22,36	9,97	18,58
Polonia	14,47	18,39	12,05	15,41	11,51	14,74	11,03	14,15	10,64	13,68
Portogallo	21,20	36,28	12,86	22,59	11,40	20,28	10,35	18,67	10,27	18,19
Regno Unito	18,29	19,20	18,06	18,94	16,52	17,34	14,78	15,52	13,62	14,30
Rep. Ceca	26,44	31,89	19,24	23,22	12,37	14,99	10,54	12,81	9,26	11,25
Romania	8,28	10,93	8,29	10,94	8,04	10,63	8,03	10,62	7,91	10,47
Slovacchia	21,34	25,97	15,95	19,51	14,02	17,19	12,44	15,29	10,89	13,43
Slovenia	16,53	22,40	13,35	17,60	11,93	15,42	11,00	14,05	10,12	12,78
Spagna	28,43	35,72	19,67	24,71	17,78	22,33	15,99	20,10	14,38	18,07
Svezia	25,39	35,68	14,76	22,39	13,29	20,55	10,79	17,42	9,33	15,61
Ungheria	13,76	17,98	12,68	16,35	12,12	15,64	11,49	14,84	11,56	14,93
Croazia	18,14	22,70	11,25	14,11	10,33	12,96	9,80	12,30	9,41	11,81
Norvegia	34,89	45,51	20,97	28,11	13,11	18,28	8,81	12,91	7,52	11,30
Unione europea	21,56	28,37	15,18	20,63	13,63	19,295	12,68	18,485	12,12	17,75
Area euro	23,09	31,22	15,06	21,395	13,51	20,25	12,78	19,825	12,37	19,21

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici
Variazione percentuale 2012-2011 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh/a

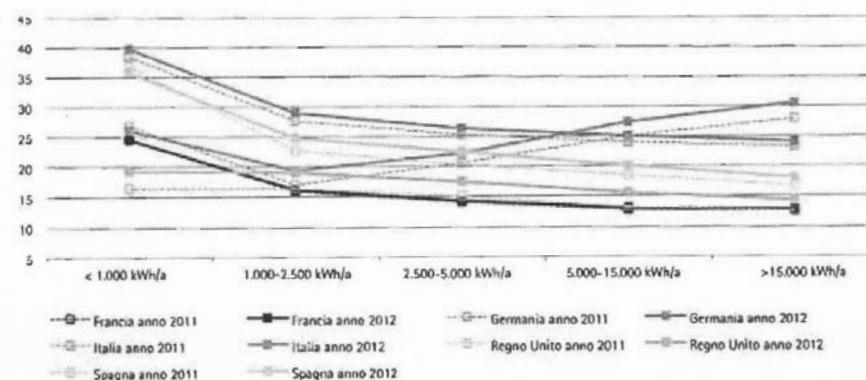


(A) La linea continua rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

FIG. 1.19

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte, c€/kWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

Il confronto con i principali paesi europei sui prezzi finali al lordo delle imposte per tutte le fasce di consumo (Fig. 1.19) evidenzia anche la forte progressività dei prezzi italiani. Per le prime due classi di consumo, i prezzi italiani risultano superiori solo a Francia e Regno Unito. In particolare, per la seconda classe di consumo il divario con il Regno Unito è di appena il 2%. Per la prima classe il prezzo finale è leggermente diminuito rispetto all'anno precedente.

L'incidenza delle imposte e degli oneri per l'Italia conferma la struttura progressiva, essendo inferiore al 38% per le prime due classi di consumo e circa il 50% per le altre classi. L'incidenza risulta in media del 45%, di cinque punti percentuali superiore alla media europea. I prezzi tedeschi risentono invece della maggiore pressione fiscale e degli oneri che risultano mediamente pari al 79% con punte del 90%. Il paese con il minor peso di imposte e oneri sui prezzi netti è il Regno Unito, con un'incidenza media del 5%.

Prezzi per i clienti industriali

I prezzi dell'energia elettrica per le imprese italiane risultano nel 2012 più alti della media europea per tutte le classi di consumo. In particolare per la classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro mercato, i prezzi risultano maggiori della media dell'Unione europea del 37% (era il 27% nel 2011) per i prezzi netti e del 47% (era il 34% nel 2011) per i prezzi lordi. L'incremento del prezzo lordo per questa classe di consumo tra il 2012 e il 2011 è tra i più alti d'Europa, sopra il 16% contro

una media dell'Unione europea del 5,5%. Solo Cipro e Portogallo mostrano un incremento di prezzo maggiore per questa classe di consumo (Fig. 1.20). Anche il Regno Unito evidenzia un sensibile incremento (+16% circa) mentre, sempre con riferimento alla stessa classe di consumo, Spagna e Francia hanno subito variazioni di prezzo in linea con la media dell'Unione europea. La Germania è il paese, tra i grandi presi in esame, a mostrare l'incremento di prezzo più basso e pari al 3%. In particolare, l'aumento tra il 2011 e il 2012 nel nostro Paese appare riconducibile, per la maggior parte (65%), al maggior carico di fisco e oneri.

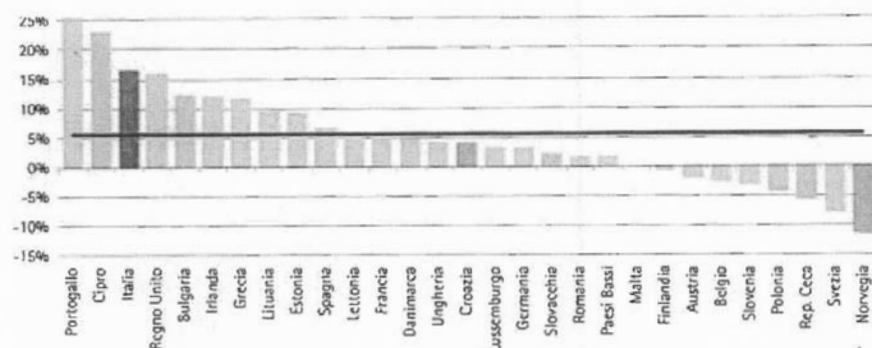


FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
Variazione percentuale 2012-2011 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh⁹⁵

(A) La linea continua rappresenta la variazione del prezzo medio dell'Unione europea. Nel grafico sono anche rappresentate le variazioni di prezzo di due paesi che non sono Stati membri dell'Unione europea: Norvegia e Croazia.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Eurostat.

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,58	17,96	10,72	15,47	8,97	13,26	7,97	11,77	7,10	10,57	6,57	9,89
Belgio	16,37	21,60	13,29	17,82	9,56	13,21	8,64	11,91	7,06	9,77	6,83	9,20
Bulgaria	8,93	10,93	8,40	10,22	7,25	8,84	6,56	8,00	5,84	7,13	5,46	6,67
Cipro	26,36	31,49	24,68	29,57	22,17	26,67	20,77	25,04	20,10	24,25	19,52	23,59
Danimarca	11,24	26,13	9,21	25,92	8,43	24,92	8,38	24,74	7,55	23,65	7,55	23,61
Estonia	7,15	10,26	6,84	9,90	6,65	9,61	6,56	9,45	6,10	8,48	6,19	7,95
Finlandia	8,85	11,74	8,10	10,83	6,79	9,22	6,49	8,85	5,22	7,28	5,17	7,23
Francia	10,83	15,09	8,61	11,99	7,21	10,30	6,37	8,93	6,02	8,29	5,62	7,33
Germania	16,58	27,72	10,80	19,60	8,87	17,15	7,78	15,60	7,16	14,27	6,48	12,70
Grecia	14,53	19,77	11,82	16,33	10,17	13,59	8,65	11,76	7,61	10,44	5,26	7,06

TAV. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali

Prezzi al netto e al lordo delle imposte, anno 2012, €/kWh