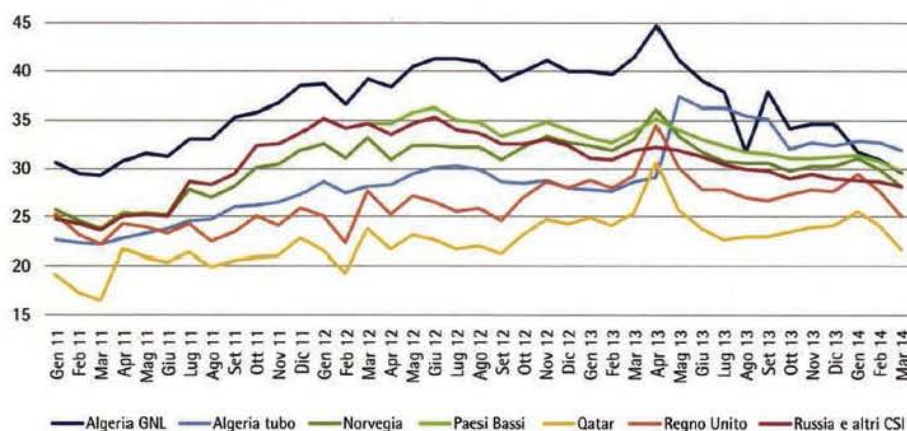


FIG. 1.5

Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento
c€/m³



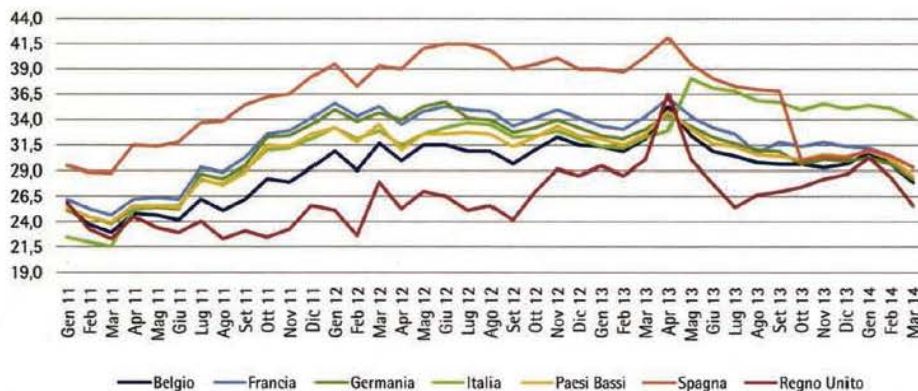
Fonte: World Gas Intelligence.

Parte di questi volumi, che saranno disponibili dal 2016-2018 (a patto di avere le necessarie metaniere), sarà prioritariamente destinata al mercato asiatico e, in misura minore, a quello europeo. I contratti per l'Europa sono basati su formule di prezzo legate all'*Henry Hub*: normalmente 1,00-1,15 volte il prezzo americano, al quale vanno aggiunti i costi di liquefazione (nell'intervallo 3,0-3,5 \$/10⁶ BTU *fob*) e i costi di trasporto marittimo di 1,5-2 \$/10⁶

BTU a seconda delle distanze. Ai valori attuali dell'*Henry Hub* ciò corrisponde a prezzi *cif* tra 9,5 e 11,1 \$/10⁶ BTU, a fronte degli attuali 12 \$/10⁶ BTU delle consegne nell'Europa sud-occidentale. Visto l'attuale andamento dell'*Henry Hub* e dello stress che le esportazioni indurranno sul mercato americano, è presumibile che il GNL del Nord America avrà un prezzo simile a quello delle altre provenienze.

FIG. 1.6

Prezzo alla frontiera per Paese importatore
c€/m³



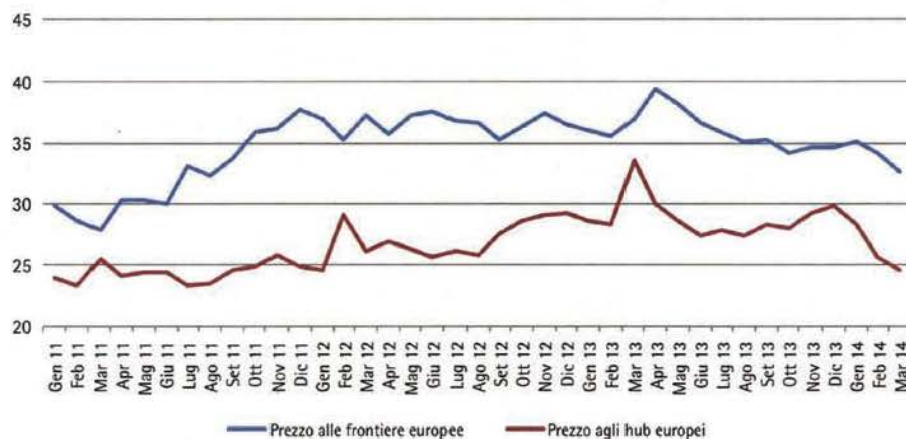
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati World Gas Intelligence.

Per quanto riguarda l'attuale andamento dei prezzi in Europa, si nota innanzitutto che, a fronte di una riduzione del prezzo del *Brent dated*, il prezzo del gas è rimasto costante o leggermente aumentato, a seconda che si considerino i prezzi alla frontiera o agli *hub*, il che è contrario a quanto ci si aspetterebbe nell'attuale contesto di eccesso di offerta. In realtà, in passato i prezzi *spot*

avevano tratto vantaggio dal gas in eccesso sul mercato americano, dirottato verso l'Europa. Si tratta di una situazione molto fluida, caratterizzata anche dal continuare delle trattative per rivedere le condizioni di fornitura dei contratti *take-or-pay (top)* a lungo termine. Molti contratti sono già stati rinegoziati sia riguardo alle indicizzazioni, sia riguardo agli impegni *top*. Recentemente, due

nuovi contratti di fornitura dalla Norvegia e dalla Russia verso il Regno Unito risultano indicizzati ai prezzi *spot* degli *hub* europei. Nel suo bilancio per il 2013 Eni afferma di aver già rinegoziato l'85% dei contratti a lungo termine, con la previsione di raggiungere il

100% nel 2016. Nello stesso documento l'Eni insiste sulla presenza di un mercato del compratore soprattutto per le consegne *spot* a grandi clienti industriali e termoelettrici, con prezzi scesi sotto i livelli degli *hub* continentali.



Elaborazione AEEGSI su dati Platts e World Gas Intelligence.

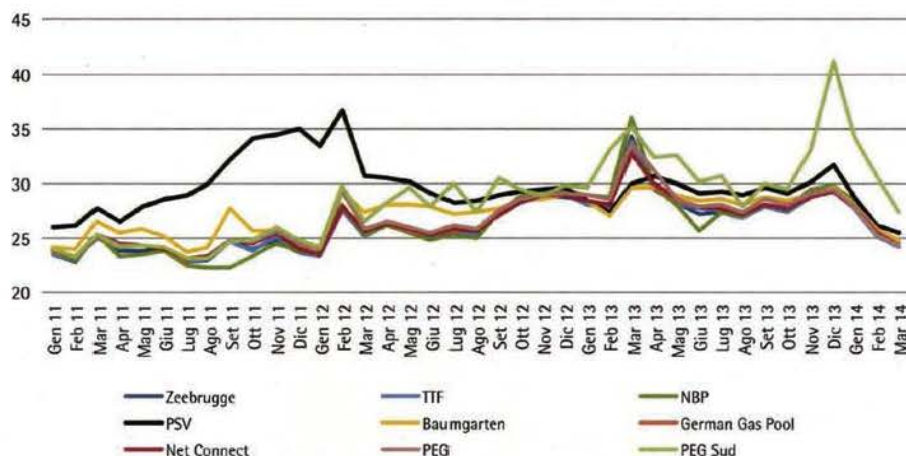
FIG. 1.7

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere
€/m³

Come detto, la situazione è molto fluida e questo si nota anche esaminando l'andamento dei prezzi alla frontiera per Paese venditore. Le variazioni più rilevanti riguardano l'Algeria e la Russia. Da aprile 2013 il prezzo del gas algerino via tubo ha subito

un'impennata che lo ha portato a valori superiori rispetto alle altre importazioni.

Contemporaneamente il prezzo del GNL algerino è sceso quasi alla media delle altre importazioni.



Fonte: Platts.

FIG. 1.8

Prezzo del gas naturale negli hub europei
€/m³

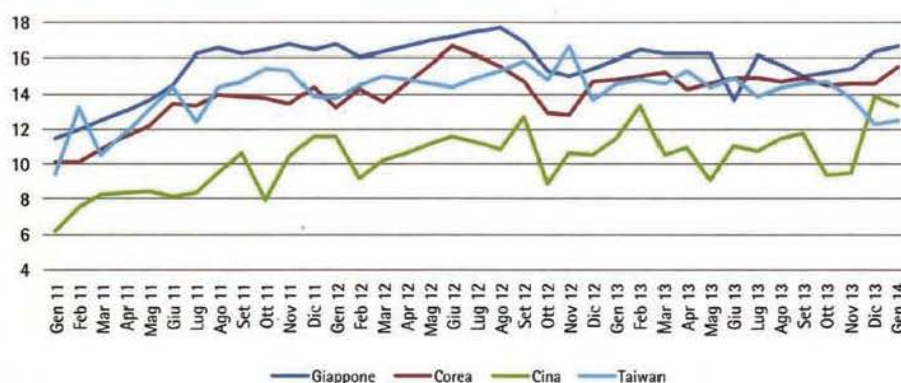
L'altra variazione di più lungo respiro è quella del gas russo che è progressivamente diventato meno caro, posizionandosi attorno alla media dei prezzi d'importazione.

L'andamento dei mercati si complica quando si va a esaminare i

prezzi delle forniture di gas per Paese importatore. In particolare si nota una tendenza al riallineamento delle importazioni nel Regno Unito e a un rientro nella media delle importazioni spagnole, fino a gennaio 2014 sempre superiori alle altre.

FIG. 1.9

Prezzi del gas naturale
liquefatto nell'area asiatica
\$/MBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

Per quanto riguarda l'Italia, bisogna osservare che a partire da maggio 2013 i prezzi medi alla frontiera registrano un'impennata che li ha portati a essere i più alti del continente. A partire da tale mese, infatti, *World gas Intelligence* ha operato una revisione delle proprie stime, ritenute, alla luce di nuove informazioni ottenute, precedentemente sottostimate.

Concentrando l'attenzione sui prezzi agli *hub* europei nel 2013, si è confermato l'andamento dei prezzi in una fascia ristretta a meno delle oscillazioni nei due sensi del *National Balancing Point* inglese e una punta oltre i 40 c€/m³ al Peg Sud francese. Il PSV è invece ormai allineato ai principali *hub* del Nord Europa, a meno dei differenziali corrispondenti ai costi di trasporto.

TAV. 1.10

Vendite negli *hub* europei
dal 2009 al 2013
G(m³)

	2009	2010	2011	2012	2013
VOLUMI COMMERCIALIZZATI					
NBP (Regno Unito)	1.089,3	1.278,1	1.335,4	1.313,4	1.123,0
TTF (Paesi Bassi)	82,2	114,8	163,6	202,6	222,5
Germania (NCG)	51,9	79,2	103,2	125,9	144,8
PSV (Italia)	24,6	45,3	60,6	68,0	69,1
Zeebrugge (Belgio)	67,0	62,2	80,2	63,8	71,2
CEGH (Austria)	22,8	33,8	38,9	46,8	36,6
VOLUMI FISICI VENDUTI					
NBP (Regno Unito)	93,5	105,0	101,4	79,5	67,6
TTF (Paesi Bassi)	27,0	33,8	38,2	42,7	35,5
Germania (NCG)	22,0	28,9	31,9	36,1	41,5
PSV (Italia)	11,5	22,5	24,0	27,3	26,6
Zeebrugge (Belgio)	13,0	12,4	20,3	12,1	17,9
CEGH (Austria)	7,6	10,8	11,5	13,3	10,0

TAV. 1.10 - SEGUE

	2009	2010	2011	2012	2013
FATTORE DI RICICLO					
NBP (Regno Unito)	11,7	12,2	13,2	16,5	16,6
TTF (Paesi Bassi)	3,0	3,4	4,3	4,7	6,3
Germania (NCG)	2,4	2,7	3,2	3,5	3,5
PSV (Italia)	2,1	2,0	2,5	2,5	2,6
Zeebrugge (Belgio)	5,2	5,0	4,0	5,3	4,0
CEGH (Austria)	3,0	3,1	3,4	3,5	3,7

Fonte: Platts.

Vendite negli hub europei
dal 2009 al 2013G(m³)

Mercato internazionale del carbone

Generalità

Nonostante gli effetti negativi esercitati sull'ambiente nelle diverse fasi di produzione, trasporto e utilizzo, il consumo di carbone è destinato ad aumentare a livello mondiale, seppure a un tasso inferiore rispetto all'ultimo quinquennio. Tale rallentamento sta causando effetti notevoli sui prezzi e conseguenti problemi a sostenere i margini industriali per il carbone esportato da alcuni Paesi, soprattutto da Russia, Vietnam, Venezuela e Mozambico. Rimangono invece interessanti i margini per i principali esportatori: Sud Africa, Colombia, Indonesia e Australia.

Nei prossimi anni la domanda di carbone potrebbe essere stimolata dagli sviluppi della gassificazione del carbone per la produzione di gas e idrocarburi liquidi di sintesi. In particolare la Cina ha approvato vari progetti di gassificazione che, se realizzati secondo i programmi, potrebbero avere un impatto notevole anche sul mercato del gas e dei prodotti petroliferi. L'AIE stima che l'effetto sulla produzione di gas potrebbe superare la produzione da *shale*. Per quanto riguarda gli aspetti ambientali dell'uso del carbone per la produzione di energia elettrica, il direttore dell'AIE, nella sua presentazione del rapporto di medio termine 2013, è stato molto pessimista, ricordando che più del 60% dell'aumento delle emissioni di CO₂ dal 2000 è dovuto alla combustione di carbone

per produrre energia elettrica e calore e che le azioni per ridurre le emissioni, per esempio il *Carbon Capture and Storage*, sono sostanzialmente ferme.

In questo quadro risultano stridenti, da un lato, il bassissimo livello del prezzo dei permessi di emissione della CO₂ e, d'altro lato, gli enormi costi per l'abbattimento delle emissioni. Negli Stati Uniti è stata realizzata una centrale termoelettrica a carbone che incorpora le più recenti tecnologie al costo di 6.800 \$/kW, assolutamente insostenibile se non ci fosse stata una sovvenzione pubblica di 5,2 miliardi di dollari.

Domanda di carbone

A livello globale la domanda di carbone per usi termici è aumentata nel 2013, ma a tassi molto diversi tra le varie aree di consumo. In particolare la domanda è stata praticamente stagnante nei Paesi OCSE, mentre è cresciuta di circa il 2,5% nei Paesi non OCSE. Anche tra questi ultimi gli incrementi sono diversificati: meno del 2% in Cina, che continua ad assorbire circa la metà della domanda mondiale, circa il 5% in India e l'8% nei Paesi asiatici in via di sviluppo.

Per quanto riguarda l'Europa, risulta un aumento delle importazioni del 4,2% con andamento diverso da Paese a Paese: in Italia si sono

ridotte del 12%, mentre in Germania sono cresciute del 21%. In quest'ultimo Paese è particolarmente elevato l'utilizzo della lignite per la produzione di energia elettrica: ben 162 TWh, il valore più alto dalla riunione con la Germania Orientale.

In Giappone, ad aprile, il governo ha approvato il nuovo Piano energetico che assicura al carbone un ruolo importante nel programma di lungo termine, cosa che potrebbe incidere anche sul consumo di gas naturale. Nel breve termine è prevista l'entrata in produzione di due nuove centrali per 1,6 GW e il riavvio di quelle danneggiate dal terremoto del 2011.

Produzione di carbone

La situazione della produzione di carbone nel 2013 non è stata molto diversa da quella dell'anno precedente. Nei Paesi OCSE è aumentata e continuerà a crescere soprattutto per il contributo dell'Australia, anche se si prevede per i prossimi anni un tasso di incremento inferiore rispetto ai piani precedenti. Nel 2013 la produzione australiana è aumentata del 10%.

Nelle aree non OCSE, che producono circa il 76% del totale mondiale, la quota principale è rappresentata dalla Cina con il 62% della produzione non OCSE. È aumentata anche la produzione in Indonesia, Colombia e Sud Africa.

Anche in India la produzione è cresciuta di circa il 3% e attualmente rappresenta il 75% del consumo.

Prezzo del carbone

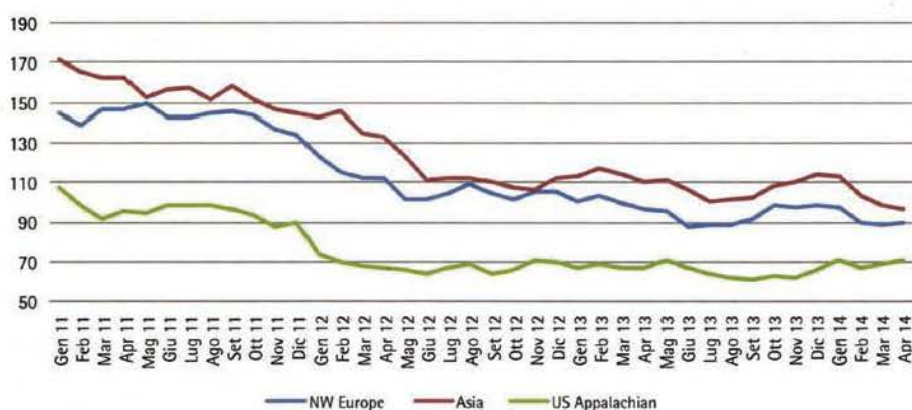
L'eccesso di offerta e una domanda inferiore al previsto negli Stati Uniti, a causa di un clima particolarmente dolce e dello spiazzamento a opera dello *shale gas*, hanno inciso negativamente sui prezzi del carbone, così che nel 2013 essi sono in diminuzione per il terzo anno consecutivo, arrivando a dimezzarsi rispetto al picco del 2011. Si prevede che il prezzo del *Newcastle* nel 2014 raggiungerà un minimo di 74 \$/t, contro gli 82 \$/t dell'anno precedente.

Anche in Europa si prevede che i prezzi si ridurranno, scendendo a 70 \$/t nel secondo trimestre 2014. È chiaro che con questi numeri l'alternativa gas-carbone non è possibile, tenuto anche conto del bassissimo valore della CO₂. Con il carbone a 70 \$/t, il gas deve costare meno di 5 \$/10⁶ BTU per poter essere concorrenziale nel settore termoelettrico.

Come detto più sopra, a causa di questi prezzi nel mercato internazionale del carbone alcuni esportatori sono in perdita, ma anche i produttori nei Paesi utilizzatori dovranno ridurre i costi e razionalizzare la produzione per rimanere nel mercato.

FIG. 1.10

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



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

Sviluppi internazionali dell'energia nucleare

Nel suo *World Energy Outlook 2013* (WEO 2013) l'AIE attribuisce all'energia nucleare un ruolo importante nella produzione di energia elettrica, in particolare nei Paesi non OCSE.

Facendo riferimento al *New Policies Scenario*, lo scenario centrale nel WEO 2013, si prevede un aumento sia al 2020, sia al 2035. A livello mondiale l'aumento dal 2011 al 2020 dovrebbe ammontare al 31,5%, ma con un +10,2% nei Paesi OCSE e un +121% negli altri Paesi.

Dal 2020 al 2035 l'aumento a livello mondiale è previsto in 26,3%, con un +4,9% nei Paesi OCSE e un +71% negli altri Paesi.

Sottostante a questi incrementi nella produzione di energia elettrica da fonte nucleare c'è un notevole programma di sviluppo degli impianti. Tra il 2013 e il 2035 è prevista la dimissione di impianti per 117 GW di cui 81 GW nei Paesi OCSE (42 GW nell'Unione europea) e 36 negli altri Paesi. Impressionante è lo sviluppo atteso: 302 GW di nuovi impianti a livello mondiale, di cui 83 GW nei Paesi OCSE (29 GW nell'Unione europea) e 219 GW negli altri Paesi.

La variazione netta di potenza è quindi negativa per l'Unione europea e soltanto pari a +2 GW per l'area OCSE, che peraltro risente del forte sviluppo in Corea (+27 GW).

Gli incrementi più significativi sono previsti in Cina (+114 GW) e in India (+26 GW). Dopo un periodo di moratoria seguito all'incidente di Fukushima, il piano quinquennale cinese è ripreso nel 2012 dal punto in cui era stato interrotto. La tipologia impiantistica sarà diversa da quella recentemente sviluppata in Europa, con costi presumibilmente inferiori. Della potenza addizionale prevista, il 28% è già in costruzione, mentre la quota residua dovrebbe essere messa in cantiere entro il 2015.

A fronte di questo panorama ottimistico bisogna registrare alcuni elementi negativi. Nella presentazione del WEO 2014, che sarà pubblicato nel prossimo novembre, l'AIE afferma che varie incertezze continuano a rannuvolare il futuro dell'industria nucleare: *policy* governative, diffidenza delle popolazioni interessate, difficoltà di finanziamento nei mercati liberalizzati, convenienza economica nei confronti delle altre fonti di generazione elettrica e i problemi associati al massiccio programma di smantellamento delle centrali.

Relativamente a queste problematiche, si possono ricordare le difficoltà non ancora risolte nella realizzazione dell'impianto nucleare di Olkiluoto in Finlandia. La decisione di realizzare questo impianto da 1.600 MW è stata presa nel dicembre 2003 con un costo previsto di 3,2 miliardi di euro e previsione di entrata in funzione nel 2009. A oggi, l'impianto è ancora in costruzione a seguito di varie difficoltà incontrate nella sua realizzazione. Areva, il costruttore, non ha ancora prodotto un programma definitivo, così come non è possibile definire il costo finale dell'opera, che potrebbe triplicare rispetto alle previsioni.

Al di là di eventuali problemi nei rapporti contrattuali, risultano evidenti i rischi di carattere temporale ed economico di queste iniziative.

Attualmente in Gran Bretagna è prevista la realizzazione di un nuovo impianto a Hinkley Point, a opera di Electricité de France su tecnologia EPR di Areva, simile a quella utilizzata a Olkiluoto e in Francia a Flamanville. Il governo inglese ha concordato un prezzo minimo dell'energia prodotta di 92,5 £/MWh (pari a circa 114 €/MWh) indicizzato all'inflazione. L'impegno non è ancora stato confermato da Electricité de France.

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 inoltre esteso 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 Fasi precedenti 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 hanno riguardato circa il 40% delle emissioni, tale quota aumenterà gradualmente 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 ha stimato un surplus di quote di emissione in circolazione nel sistema che potrebbe raggiungere 1,5-2 miliardi già entro il 2014¹. 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.

Nello specifico, il *back-loading* opera un accantonamento temporaneo delle quote da mettere all'asta nel triennio 2014-2016, 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 di riduzione lineare, 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 10 dicembre 2013 il Parlamento europeo ha approvato la proposta di decisione diretta a emendare la Direttiva ETS (art.

10.4), al fine di chiarire il potere d'intervento della Commissione europea e consentire il ritiro temporaneo di 900 milioni di quote dalle aste CO₂.

Il Consiglio dell'Unione del 16 dicembre, con votazione supportata da tutti gli Stati membri (con l'eccezione della Polonia), ha espresso il proprio consenso, adottando così l'emendamento alla direttiva ETS. La proposta, che segue la procedura legislativa ordinaria (ex co-decisione), ha consentito al Comitato per i cambiamenti climatici di esprimersi, l'8 gennaio 2014, con voto favorevole in merito alla proposta di *back-loading* di accantonamento temporaneo delle quote nel triennio 2014-2016.

La proposta è ora al vaglio del Parlamento e del Consiglio dell'Unione europea.

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 in ambito 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.

¹ Commission Staff Working Document, *Proportionate Impact Assessment*, proposta di emendamento al regolamento Aste, c.d. *back-loading*, 12 novembre 2012.

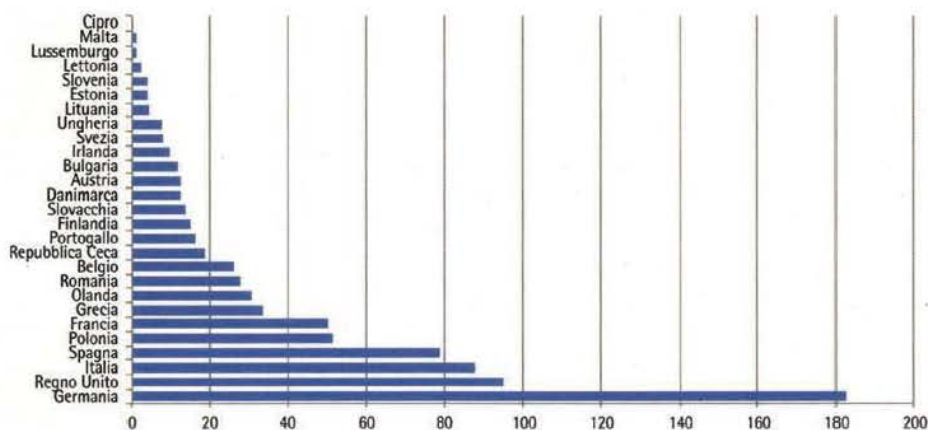
Assegnazioni delle quote nel 2013

Dal 2013 l'assegnazione delle quote agli impianti EU ETS che fino al 2012 è stata realizzata prevalentemente a titolo gratuito e sulla base delle emissioni storiche (*grandfathering*) avviene a titolo oneroso tramite asta (*Auctioning*), salvo eccezioni legate alla tutela della competitività sui mercati internazionali dei settori manifatturieri. L'obiettivo è garantire maggiore trasparenza e semplicità nel sistema di assegnazione delle quote, nonché favorire maggiore efficienza nella formazione del prezzo. Il metodo d'asta favorisce, inoltre, una maggiore internalizzazione dei costi ambientali derivanti dalle emissioni di gas serra, incentivando investimenti in efficienza energetica e nell'utilizzo di tecnologie pulite. Le aste si svolgono su una piattaforma centralizzata a livello europeo (EU T-CAP) che attualmente raccoglie le quote di proprietà di 24 su 28

Stati membri, inclusa l'Italia. Le aste, svolte presso la T-CAP, sono gestite da *European Energy Exchange (EEX)* in nome della Commissione europea e di 25 Stati membri. Terminate le procedure d'accreditamento dei relativi *Auctioneer*, le aste della piattaforma comune accoglieranno anche le quote della Croazia e degli Stati dello Spazio economico europeo (Islanda, Norvegia e Liechtenstein non hanno ancora completato le procedure di accreditamento presso la Piattaforma comune europea). Le quote di proprietà di Germania e Regno Unito sono collocate, invece, attraverso due piattaforme nazionali. La Polonia, al pari di Germania e Regno Unito, ha scelto una modalità d'asta a se stante (*Opt-Out*); non avendo però ancora completato il processo di selezione, colloca tramite asta le proprie quote presso la T-CAP in una sessione a se stante. Gli impianti in ETS, siano essi fissi o dell'aviazione, potranno approvvigionarsi di quote su tutte le piattaforme, a prescindere dalla propria nazionalità.

FIG. 1.11

Quote messe all'asta per
Paese nel 2013



Fonte: GSE.

Nel 2013, considerando tutte e tre le piattaforme operative, sono stati collocati tramite asta circa 808 milioni di quote, pari

a circa il 38,8% dei 2.084 milioni di quote dell'intero sistema EU ETS per il 2013.

TAV. 1.11

Quote messe all'asta sulle
piattaforme EEX e ICE

Numero di quote; prezzo in €/tCO₂^(A)

PIATTAFORMA	QUOTE MESSE ALL'ASTA	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE
EU T-CAP	479.238.500	4,39
EEX (DE)	182.560.500	4,33
EEX (PL T-CAP)	51.249.500	3,62
ICE (UK)	95.098.000	4,31
TOTALE	808.146.500	-

(A) Prezzo medio di aggiudicazione ponderato sul quantitativo di quote messe all'asta.
Fonte: GSE.

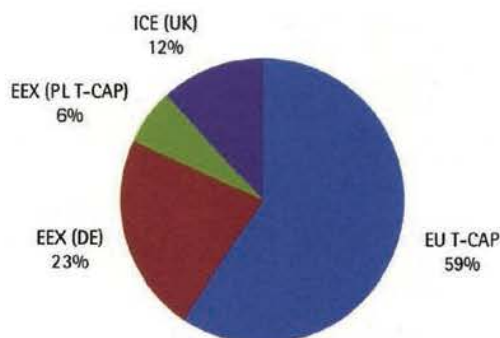


FIG. 1.12

Ripartizione percentuale delle quote messe all'asta sulle singole piattaforme

Fonte: GSE.

Prezzo della tonnellata di CO₂ nel 2013

Dopo il crollo dei prezzi d'asta che nei primi mesi dell'anno collocavano le quote a poco più di 2 €/tCO₂ (contro i circa 8 €/tCO₂ registrati a dicembre 2012), si è andati verso una progressiva stabilizzazione dei prezzi di chiusura, sulle tre piattaforme e

sull'asta separata della Polonia, in un range compreso tra 4 e 5 €/tCO₂, sostanzialmente in linea con i prezzi registrati sul mercato secondario. In particolare, sulla piattaforma centralizzata a livello europeo (EU T-CAP), dove l'Italia ha messo all'asta le proprie quote (circa 88 milioni), nell'anno 2013 si è registrato un prezzo medio di 4,39 €/tCO₂.

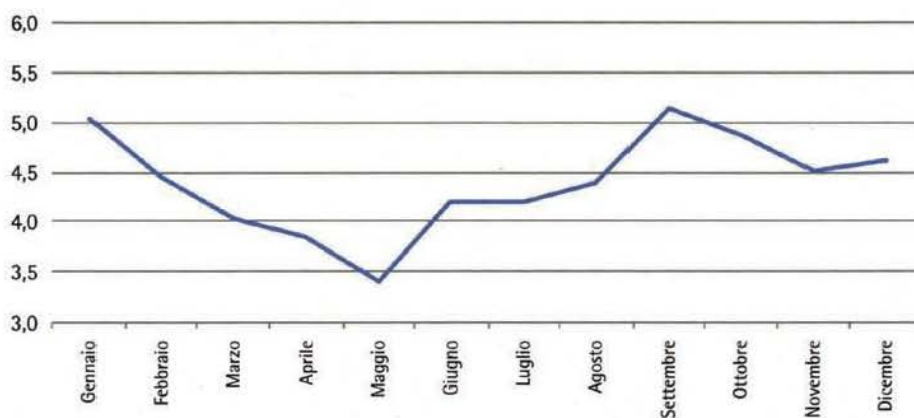


FIG. 1.13

Andamento nel 2013 dei prezzi medi di aggiudicazione su base mensile delle quote messe all'asta sulla piattaforma EU T-CAP €/tCO₂

Fonte: GSE.

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

L'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) rende disponibili su base semestrale i dati sui prezzi pagati dal consumatore finale per l'utilizzo dell'energia elettrica e del gas naturale nei diversi Stati membri. I dati sui prezzi finali pagati dai consumatori industriali vengono raccolti e pubblicati ai sensi della direttiva 2008/92/CE, concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. Eurostat effettua, inoltre, la rilevazione dei prezzi pagati dai consumatori domestici (che non è disciplinata dalla direttiva 2008/92/CE) sulla base di un *gentleman's agreement* con gli Stati membri.

La vigente metodologia di rilevazione dei prezzi copre le serie storiche disponibili dall'1 gennaio 2008². Relativamente a tale metodologia, è opportuno ricordare che essa prevede che vengano rilevati dati di fatturato medio unitario per ciascuna classe di consumo individuata. Il valore dei prezzi unitari si ottiene, pertanto, dalla divisione del fatturato ricavato da ogni classe per l'energia venduta alla classe stessa. In altre parole, i valori dei prezzi medi unitari provengono da dati di fatturazione che, seguendo il criterio della cassa, non si riferiscono necessariamente ai consumi avvenuti nel periodo di rilevazione osservato. Essi

possono anche includere rettifiche e conguagli, che talvolta possono essere di ammontare considerevole. La loro presenza può condurre a valutazioni fuorvianti relativamente ai fenomeni economici che si vogliono indagare a partire dall'osservazione dei prezzi, in quanto introduce nella rilevazione (in modo non distinguibile) spostamenti dei prezzi legati a fenomeni passati o a revisioni normative, oppure a dinamiche proprie delle modalità di fatturazione delle imprese.

La presenza di rettifiche e di conguagli tende cioè a "sporcare" l'informazione sui movimenti dei prezzi dovuti a fenomeni congiunturali (come, per esempio, l'aumento delle materie prime o l'aumento della fiscalità ecc.), e il disturbo è tanto più forte quanto più fine è la granularità temporale con cui si osservano i dati. Per detto motivo, l'analisi di questi dati richiede il riferimento a periodi temporali sufficientemente estesi.

Per quanto concerne l'Italia, infine, si ricorda che la rilevazione dei prezzi pagati dai clienti finali avviene senza distinzione tra mercato libero e condizioni di maggior tutela o salvaguardia.

Le tavole e i grafici riportati nei paragrafi successivi si riferiscono ai prezzi risultanti a Eurostat con riferimento all'anno 2013 ed estratti dal database in data 8 maggio 2014.

² Per una descrizione delle precedenti metodologie di rilevazione dei prezzi a livello europeo si rimanda alle precedenti edizioni della *Relazione Annuale*.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

Anche per il 2013 si confermano prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Unione europea e nell'Area euro (cioè nell'insieme dei Paesi che adottano la moneta unica) per le prime due classi di consumo (comprendenti consumi annui fino a 2.500 kWh/a), sia al netto, sia al lordo delle imposte e degli oneri, mentre risultano prezzi superiori per le restanti classi di consumo.

Per la prima classe di consumo (< 1.000 kWh/anno), i prezzi italiani risultano inferiori del 17% sia al netto, sia al lordo delle imposte rispetto all'Area euro, sostanzialmente come nel 2012.

Per i consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), che insieme alla classe successiva è quella nella quale si concentra gran parte delle famiglie italiane, i prezzi interni al netto delle imposte sono inferiori del 9% rispetto alla media dell'Area euro al lordo delle imposte; la differenza sale però al -12% se si considerano i prezzi totali (comprensivi delle imposte). Nel 2012 i divari erano rispettivamente pari a -7% e a -9%.

Come detto, per le fasce di consumo superiori a quelle sopra

evidenziate, i prezzi italiani risultano, al contrario, più alti della media dell'Area euro. In particolare, il prezzo al netto delle imposte per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/anno) è più alto del 10% rispetto alla media dell'Area euro, e del 9% al lordo delle imposte (Tav. 1.12), valori in linea con l'anno precedente. Questa categoria evidenzia per l'Italia un rialzo dei prezzi al lordo delle imposte del 4,2% rispetto al 2012, a fronte di un incremento medio del 5,5% nell'Area euro (Fig. 1.14). Con riferimento ai principali Paesi europei, in Germania e in Francia vi sono stati aumenti del prezzo finale per questa classe di consumo che lo rendono molto superiore a quello italiano (rispettivamente +10,8% e + 7,7%). Il Regno Unito registra una variazione del prezzo finale per la categoria presa in esame ancora positiva, ma inferiore e pari al 2%. La Spagna, al contrario, evidenzia una variazione negativa del 3,6%. Sempre prendendo a riferimento la classe di consumo 2.500-5.000 kWh/anno, si osserva che in quasi tutti i Paesi l'incidenza delle imposte, inclusiva degli eventuali oneri parafiscali, sul prezzo netto è aumentata rispetto al 2012: l'aumento nell'Area euro è stato dell'11,7% e mediamente dell'8,3% nei cinque Paesi citati (Italia, Francia, Spagna, Regno Unito e Germania). Il corrispondente valore per l'Italia è +9,7%.

TAV. 1.12

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2013

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

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	21,12	31,47	15,77	23,44	13,87	20,50	12,60	18,69	11,63	17,27
Belgio	22,06	29,18	17,76	23,72	16,12	21,94	14,40	19,87	12,31	17,11
Bulgaria	7,65	9,19	7,53	9,03	7,53	9,03	7,58	9,09	7,61	9,12
Cipro	23,87	28,97	21,41	26,06	21,53	26,21	21,29	25,91	20,71	25,16
Croazia	18,11	22,81	11,70	14,80	10,76	13,61	10,25	12,98	9,92	12,56
Danimarca	15,09	32,61	15,09	32,61	12,75	29,68	11,04	22,45	11,04	22,45
Estonia	10,48	14,16	10,27	13,91	10,01	13,59	9,66	13,17	8,47	11,74
Finlandia	22,21	29,65	14,46	20,03	10,95	15,69	9,45	13,83	7,81	11,79
Francia	22,05	27,55	12,50	17,45	10,53	15,31	9,34	14,06	8,24	12,80
Germania	25,99	42,62	17,03	31,73	14,91	29,20	13,71	27,80	13,31	26,90
Grecia	15,46	20,16	11,17	15,36	11,82	16,30	11,79	17,74	10,69	17,30
Irlanda	49,13	62,45	23,82	28,91	19,89	23,50	17,64	20,49	15,46	17,70
Italia	19,97	27,76	13,90	19,82	15,00	23,08	18,34	28,76	20,12	30,87
Lettonia	9,64	11,66	10,42	12,61	11,31	13,68	11,82	14,30	11,72	14,18
Lituania	11,80	14,28	11,60	14,03	11,41	13,81	11,13	13,47	10,47	12,67
Lussemburgo	20,64	23,19	15,98	18,26	14,38	16,56	13,06	15,16	11,92	13,95
Malta	37,05	39,00	19,00	20,00	16,15	17,00	17,10	18,00	31,35	33,00
Paesi Bassi ^(A)	30,85	n.d.	16,29	11,38	13,48	19,16	11,83	22,82	9,51	18,48
Polonia	14,57	18,51	11,90	15,22	11,38	14,59	10,87	13,95	10,63	13,66
Portogallo	17,45	33,80	13,26	23,25	12,27	21,06	11,43	19,57	11,57	19,14
Regno Unito	20,31	21,31	18,35	19,26	16,85	17,69	15,36	16,12	14,09	14,81
Repubblica Ceca	26,20	31,86	19,12	23,27	12,36	15,09	10,67	13,05	9,39	11,52
Romania	9,23	13,37	9,14	13,25	8,93	13,01	8,77	12,79	8,49	12,46
Slovacchia	21,98	26,76	15,63	19,13	13,75	16,88	12,23	15,05	10,79	13,32
Slovenia	15,93	24,73	13,28	19,31	11,77	16,34	10,86	14,56	10,00	13,01
Spagna	29,63	37,69	18,94	24,09	16,92	21,52	15,24	19,39	14,45	18,37
Svezia	25,73	36,15	15,00	22,74	13,40	20,74	10,89	17,60	9,34	15,67
Ungheria	11,77	15,36	10,90	14,26	10,40	13,62	10,00	13,10	10,37	13,58
Norvegia	34,40	44,86	20,89	27,97	13,26	18,44	9,09	13,22	7,83	11,66
Unione europea	22,54	30,12	15,35	21,41	13,76	20,01	12,84	19,24	12,13	18,28
Area euro	24,09	33,30	15,29	22,48	13,66	21,24	12,93	20,87	12,31	19,95

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

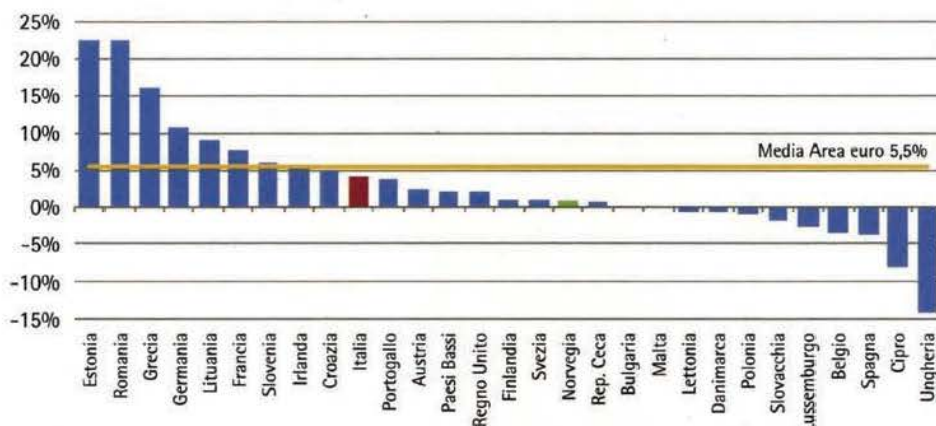


FIG. 1.14

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2013-2012 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Dal confronto con i principali Paesi europei sui prezzi finali al lordo delle imposte per tutte le fasce di consumo (Fig. 1.15), emerge come la progressività dei prezzi italiani non trovi riscontro in altre esperienze estere. Per le prime due classi di consumo, i prezzi italiani risultano superiori soltanto a Francia e Regno Unito. In quest'ultimo caso, però, la differenza è solo del 3%. Per le restanti classi il prezzo italiano risulta via via più elevato, mentre negli altri Paesi rimane relativamente costante o diminuisce (specie in Germania e in Spagna).

L'incidenza delle imposte e degli oneri sui prezzi netti conferma per l'Italia la struttura progressiva, essendo inferiore al 43% per le prime due classi di consumo e del 55% circa per le altre classi. In Italia l'incidenza risulta in media del 49%, comunque inferiore al 52,8% dell'Area euro. Va rilevato che i prezzi tedeschi risentono

di una pressione fiscale e degli oneri decisamente superiore, risultando mediamente pari al 90% dei prezzi netti, con punte del 103%.

Il Regno Unito si conferma il Paese con il minor peso di imposte e oneri sui prezzi netti, con un'incidenza media che nei dati dichiarati risulta del 5%. In questo Paese, tuttavia, i costi di alcuni dei programmi di supporto alle rinnovabili (*Renewables Obligation Certificates*, *EU Emission Trading System*, *Carbon Emission Reduction Target*, *Community Energy Saving Programme*, *Feed-in Tariff Scheme*), nonché il costo del programma di sostegno dei clienti vulnerabili (*Warm Homes Discount Scheme*) sono conteggiati tra i "costi di base" a carico dei clienti domestici e non vengono quindi enucleati come imposte o oneri parafiscali, bensì inclusi nel prezzo al netto delle imposte.

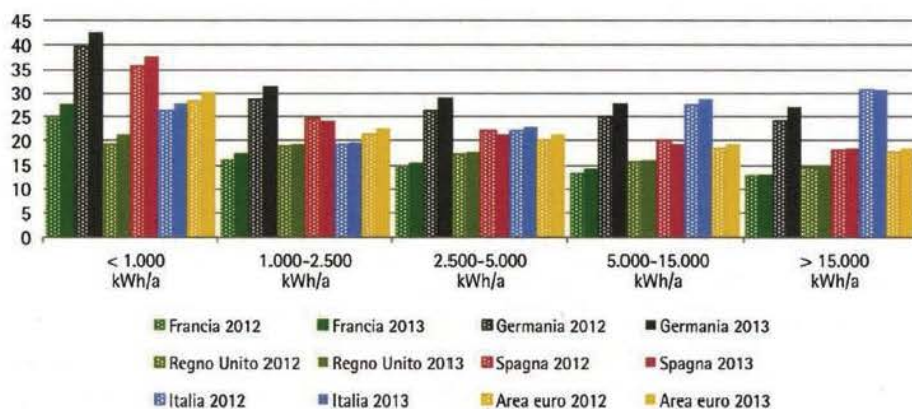


FIG. 1.15

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

Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Prezzi per i clienti industriali

Anche per i prezzi industriali nel 2013 si registrano le tendenze già evidenziate in passato, con prezzi dell'energia elettrica superiori a quelli dell'Area euro, per tutte le classi di consumo. Prendendo a riferimento la classe di consumo 500-2.000 MWh, una delle più rappresentative per il nostro mercato, i prezzi risultano più alti rispetto alla media dell'Area euro del 21% (28% nel 2012) al netto delle imposte e degli oneri, e del 26% (33% nel

2012) per i prezzi lordi. Si conferma dunque, anche quest'anno, la tendenza già rilevata nel 2012 di una riduzione del divario, anche se questo resta sicuramente molto significativo.

La riduzione del differenziale è stata ottenuta grazie alla variazione in controtendenza registrata dal prezzo italiano rispetto alla variazione media osservata nei Paesi a moneta unica: nel 2013, infatti, il prezzo lordo per questa classe di consumo è sceso in Italia dell'1,2%, mentre è salito del 4,1% nell'Area euro.

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2013

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

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	12,46	18,11	10,52	15,76	8,68	13,31	7,72	11,69	6,64	10,26	6,08	9,55
Belgio	15,69	21,28	12,52	17,39	9,16	13,15	8,08	11,64	6,59	9,18	5,96	7,96
Bulgaria	10,14	12,29	8,98	10,91	7,60	9,24	6,56	7,99	5,75	7,03	5,25	6,43
Cipro	23,78	28,86	21,78	26,51	19,67	24,04	18,46	22,62	n.d.	n.d.	16,30	20,07
Croazia	12,55	15,87	11,00	13,95	9,28	11,83	7,87	10,06	6,19	7,97	6,41	8,22
Danimarca	11,04	22,45	9,68	25,85	8,85	24,80	8,80	24,75	7,93	23,65	7,93	23,65
Estonia	10,18	13,80	9,05	12,45	8,40	11,67	7,70	10,83	6,88	9,80	5,92	8,41
Finlandia	8,91	11,93	8,23	11,07	6,79	9,29	6,44	8,86	5,28	7,41	5,21	7,33
Francia	10,84	15,60	8,94	13,06	7,16	10,82	6,29	9,36	5,87	8,46	5,49	7,20
Germania	17,34	30,79	10,88	21,66	8,83	18,91	7,75	16,97	6,99	15,17	6,29	13,94
Grecia	15,27	21,83	12,47	17,99	10,30	14,06	8,72	12,08	7,77	10,72	5,80	7,69
Irlanda	18,15	22,10	15,64	18,20	13,32	15,38	11,36	12,80	10,11	11,22	9,04	10,20
Italia	18,06	32,17	13,14	23,31	11,21	19,73	10,30	17,56	9,19	14,76	8,22	12,54
Lettonia	14,50	17,54	12,37	14,96	11,39	13,78	10,55	12,75	10,49	12,69	9,86	11,93
Lituania	14,48	17,56	12,91	15,66	12,27	14,87	11,58	14,46	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Lussemburgo	15,15	17,37	11,10	12,23	9,49	10,53	7,13	7,78	6,07	6,52	n.d.	n.d.
Malta	29,00	30,45	20,00	21,00	18,00	18,90	16,00	16,80	15,00	15,75	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	11,48	14,08	9,80	15,18	8,09	11,52	7,40	10,27	6,93	8,94	6,85	8,51
Polonia	14,61	18,56	11,12	14,27	8,57	11,12	7,27	9,52	6,68	8,80	6,32	8,36
Portogallo	12,76	22,69	11,31	17,52	10,13	14,07	9,40	12,68	8,10	11,22	7,61	10,05
Regno Unito	15,03	18,63	12,78	16,04	11,40	14,06	10,50	12,90	10,43	12,77	10,22	12,54
Repubbl. Ceca	18,35	22,33	14,65	17,86	9,96	12,18	9,53	11,66	9,37	11,46	9,83	12,02
Romania	11,45	16,11	10,20	14,57	8,62	12,61	7,34	10,95	6,47	9,92	6,47	9,68
Slovacchia	19,91	24,43	14,82	18,32	12,33	15,33	11,22	14,00	10,07	12,62	10,13	12,68
Slovenia	12,68	18,54	10,80	14,55	8,32	11,57	7,38	10,32	6,60	9,20	6,27	8,80
Spagna	23,04	29,30	14,43	18,35	11,54	14,68	10,11	12,86	8,24	10,48	6,93	8,81
Svezia	14,74	18,50	8,73	10,99	7,70	9,70	6,76	8,51	6,01	7,59	5,34	6,74
Ungheria	10,64	14,16	10,12	13,50	9,09	12,20	8,86	11,91	9,01	12,10	8,85	11,88
Norvegia	7,63	11,41	7,80	11,61	7,67	11,45	6,02	9,39	4,86	7,94	4,17	7,08
Unione europea	15,49	23,22	11,35	17,57	9,36	14,78	8,38	13,20	7,55	11,73	6,98	10,69
Area euro	15,88	25,01	11,35	18,59	9,27	15,60	8,26	13,88	7,30	12,05	6,61	10,75

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

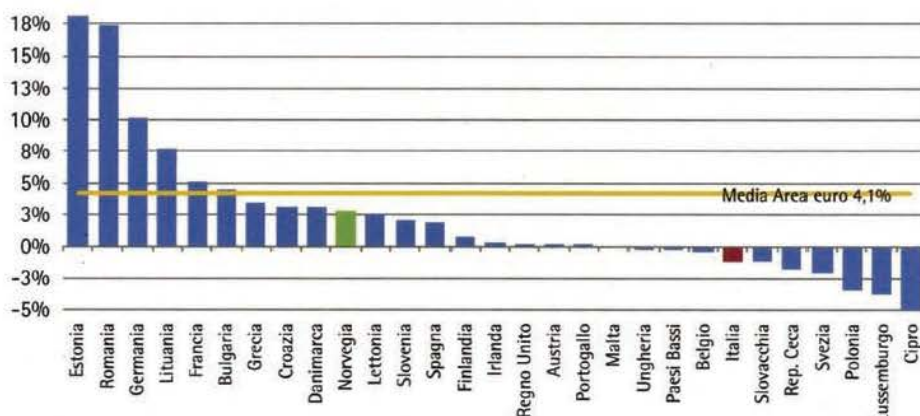
Come illustra la figura 1.16, in ben 13 dei 18 Paesi dell'Area euro il prezzo dell'energia a questa fascia di consumatori ha registrato un aumento o al più un'invarianza, mentre è diminuito in Belgio, in Italia e nei Paesi Bassi.

Tra le variazioni in aumento spiccano in particolare i rincari della Germania (+10,2%) e della Francia (+5,1%), oltre che quelli di alcuni Paesi del Nord e dell'Est europeo.

Sempre con riferimento alla stessa classe di consumo, considerando gli altri due Paesi con i quali normalmente ci confrontiamo, si osservano variazioni positive ma meno elevate per Spagna (+1,9%) e Regno Unito (+0,2%).

L'analisi dei corrispondenti prezzi al netto delle imposte per la classe e per i cinque grandi in esame, mostra tuttavia che, con l'eccezione del Regno Unito, l'incidenza delle componenti fiscali

e degli oneri sui prezzi netti è cresciuta ovunque. Nella media dell'Area euro l'incremento è stato del 17,5%, essendo passata dal 58% al 68%. In Germania è salita del 22% (poiché è passata dal 93% nel 2012 al 114% nel 2013), in Francia è aumentata del 19% (dal 43% al 51%), in Italia è salita del 17% (dal 65% al 76%), mentre è cresciuta solo del 6,3% in Spagna (dal 26% al 27%). Nel Regno Unito, come detto, è invece diminuita dal 25% al 23%. Anche in questo caso, tuttavia, vale la pena sottolineare che in detto Paese i costi di alcuni dei programmi di supporto alle rinnovabili (soltanto il *Renewables Obligation Certificates* e l'*EU Emission Trading System*, nel caso dei clienti industriali) sono considerati quali "costi di base" e non vengono, quindi, enucleati come imposte o oneri parafiscali, bensì inclusi nel prezzo al netto delle imposte.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.16

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali
Variazione percentuale 2013-2012 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh

La figura 1.17 mostra i livelli di prezzo per i clienti industriali nei principali Paesi europei per tutte le classi di consumo negli ultimi due anni.

Dalla figura risulta evidente quanto descritto finora circa il più alto livello dei prezzi finali dell'energia elettrica per le imprese italiane, paragonabili per entità solo a quelli tedeschi.

Vale tuttavia la pena di osservare che il differenziale con i prezzi lordi della Germania si riduce al crescere dei consumi e rispetto al 2012 è migliorato in tutte le classi. Nel 2013 esso è divenuto anzi

negativo per le ultime due classi di consumo. In particolare per le imprese c.d. "energivore" (classe con consumi compresi tra 70 e 150 GWh/anno) il prezzo italiano al lordo delle imposte, che nel 2012 era sostanzialmente analogo a quello pagato dalle imprese tedesche di pari consumo, nel 2013 è divenuto più conveniente di 1,4 c€/kWh.

Diversa è invece la situazione al netto delle imposte, con i prezzi italiani ancora più alti, sebbene anche qui il differenziale risulta essersi ridotto da 2,5 a 1,9 c€/kWh rispetto al 2012.