

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 MtCO<sub>2</sub> e la Spagna avrebbe avuto una sottoallocazione di circa 11 MtCO<sub>2</sub>.

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 entranti<sup>19</sup>, evidenzia che il deficit complessivo di quote ammonta a circa 6,6 MtCO<sub>2</sub> nel 2005 e a 11,6 MtCO<sub>2</sub> nel 2006; per il 2007 si stima invece un deficit di quote nell'ordine di 8 MtCO<sub>2</sub><sup>20</sup>.

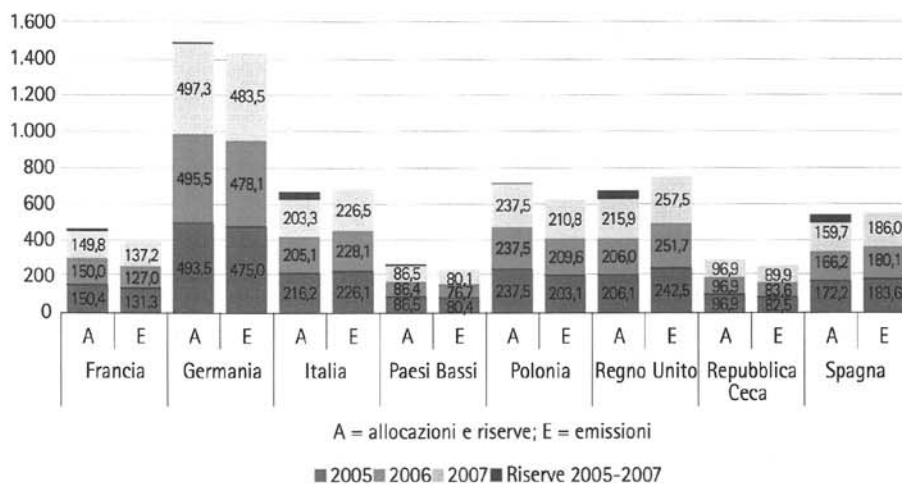
Come è possibile osservare dalle tavole 1.17 e 1.18, la sottoallocazione è stata in larga misura determinata da un deficit di quote

assegnate al settore termoelettrico, che nel 2005 è risultato scoperto per circa 8,5 MtCO<sub>2</sub> e nel 2006 per 15,8 MtCO<sub>2</sub>; il deficit di quote per il 2007 è stimato pari a circa 13 MtCO<sub>2</sub>. Gli altri settori coinvolti nel sistema hanno sperimentato nel triennio sottoallocazioni più ridotte, come nel caso dell'industria del cemento (circa 5 MtCO<sub>2</sub>), o sovrallocazioni, come nel caso, degli impianti di combustione diversi dai termoelettrici (quasi 7 MtCO<sub>2</sub>), della raffinazione (quasi 5 MtCO<sub>2</sub>) e degli impianti per la produzione e trasformazione dei metalli ferrosi (circa 3 MtCO<sub>2</sub>).

La differenza tra riserva potenziale e allocazioni effettive agli impianti nuovi entranti nel settore termoelettrico, superiore nel triennio 2005-2007 a 17 MtCO<sub>2</sub>, 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<sup>(A)</sup> nei primi tre anni di operatività dell'*Emission Trading Scheme* MtCO<sub>2</sub>



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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati CITL.

<sup>19</sup> 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.

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

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 1.17

**Allocazioni ed emissioni  
in Italia nel 2005-2007**  
MtCO<sub>2</sub>

	2005			2006			2007		
	Alloc. totale <sup>(A)</sup>	Emissioni	Differ.	Alloc. totale <sup>(A)</sup>	Emissioni	Differ.	Alloc. totale <sup>(A)</sup>	Emissioni	Differ.
<b>Attività energetiche</b>	<b>166,9</b>	<b>173,1</b>	<b>-6,2</b>	<b>163,3</b>	<b>174,9</b>	<b>-11,6</b>	<b>164,4</b>	<b>172,5</b>	<b>-8,1</b>
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
<b>Attività industriali</b>	<b>52,6</b>	<b>53,0</b>	<b>-0,5</b>	<b>53,2</b>	<b>53,2</b>	<b>-0,1</b>	<b>54,0</b>	<b>54,0</b>	<b>-0,1</b>
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
<b>TOTALE</b>	<b>219,5</b>	<b>226,1</b>	<b>-6,6</b>	<b>216,4</b>	<b>228,1</b>	<b>-11,6</b>	<b>218,4</b>	<b>226,5</b>	<b>-8,1</b>

(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 CITL.

TAV. 1.18

**Riserve per i nuovi  
entranti e allocazioni  
ai nuovi entranti  
dal 2005 al 2007**  
MtCO<sub>2</sub>

	2005			2006			2007		
	Riserva nuovi entranti <sup>(A)</sup>	Alloc. nuovi entranti <sup>(B)</sup>	Differ.	Riserva nuovi entranti <sup>(A)</sup>	Alloc. nuovi entranti <sup>(B)</sup>	Differ.	Riserva nuovi entranti <sup>(A)</sup>	Alloc. nuovi entranti <sup>(B)</sup>	Differ.
<b>Attività energetiche</b>	<b>5,5</b>	<b>3,1</b>	<b>2,4</b>	<b>20,5</b>	<b>10,6</b>	<b>9,9</b>	<b>17,6</b>	<b>13,5</b>	<b>4,1</b>
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Attività industriali</b>	<b>1,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,8</b>	<b>0,2</b>	<b>1,1</b>	<b>1,6</b>	<b>-0,5</b>
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
<b>TOTALE</b>	<b>6,5</b>	<b>3,3</b>	<b>3,1</b>	<b>21,5</b>	<b>11,4</b>	<b>10,2</b>	<b>18,7</b>	<b>15,1</b>	<b>3,6</b>

(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 CITL.

Il prezzo della tonnellata di CO<sub>2</sub> nel 2007

Nel corso del 2007 il prezzo della tonnellata di CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> era pari a circa 5,5 €/tCO<sub>2</sub>, a dicembre dello stesso anno il prezzo è sceso verso 0,03 €/tCO<sub>2</sub>. Il prezzo è sceso per la prima volta sotto il valore di 1 €/tCO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> nella borsa francese Powernext è risultato pari a 0,68 €/tCO<sub>2</sub>, in netta diminuzione rispetto alla media del 2006, pari a 15,08 €/tCO<sub>2</sub> e allineato al prezzo sulla borsa tedesca EEX (0,66 €/tCO<sub>2</sub>). Nei primi tre mesi del 2008 la media del prezzo è risultata pari a 0,02 €/tCO<sub>2</sub>.

Con riferimento ai volumi scambiati, nel 2007 in Powernext sono stati scambiati diritti su base *spot* per poco meno di 24 MtCO<sub>2</sub>, 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 MtCO<sub>2</sub>.

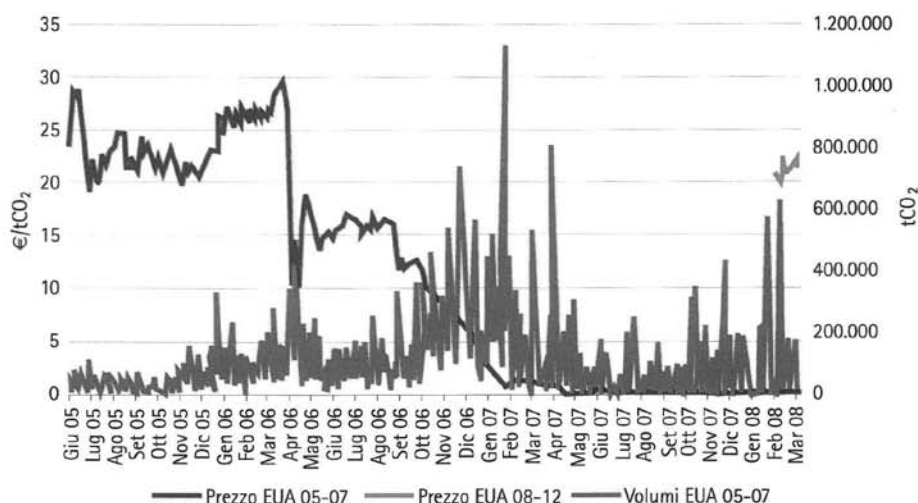
A partire da fine febbraio 2008 sono iniziati gli scambi anche per le quote relative al secondo periodo di funzionamento dell'EU ETS; le prime quotazioni evidenziano un prezzo nell'ordine di 21 €/tCO<sub>2</sub>.

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 ECX<sup>21</sup> sono scesi rapidamente, fino a raggiungere un tetto di poco superiore a 15 €/tCO<sub>2</sub> 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 €/tCO<sub>2</sub>. 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 €/tCO<sub>2</sub> nel mese di febbraio 2007 sono risaliti portandosi su valori compresi tra 20 e 25 €/tCO<sub>2</sub> nella seconda parte dell'anno.

FIG. 1.22

Andamento del prezzo *spot* della CO<sub>2</sub> nella borsa Powernext  
€/tCO<sub>2</sub>; tCO<sub>2</sub>



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).

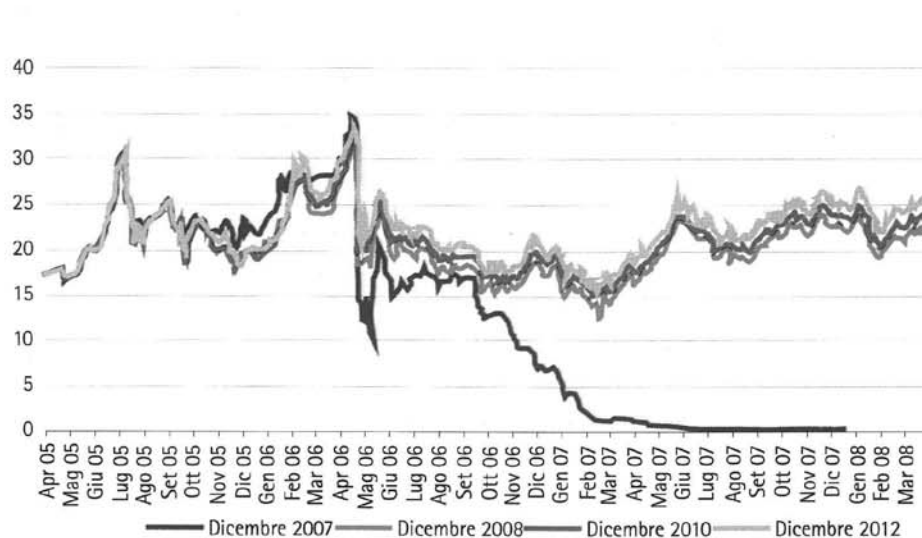


FIG. 1.23

Andamento dei prezzi  
future della CO<sub>2</sub> nella  
borsa ECX  
€/tCO<sub>2</sub>

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 Germania<sup>22</sup>.

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 MtCO<sub>2</sub> 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 tCO<sub>2</sub> su base media annuale, inferiore del 3,5% rispetto al tetto valido per la Fase 1<sup>23</sup>.

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 specifici<sup>24</sup>, 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.

<sup>22</sup> In particolare, la Commissione europea ha richiesto una riduzione dell'ammontare di quote allocate nel Piano della Polonia di più di 76 MtCO<sub>2</sub> e una riduzione di quote nel Piano della Germania di quasi 29 MtCO<sub>2</sub>.

<sup>23</sup> 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.

<sup>24</sup> 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.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 nazionali 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 CO<sub>2</sub> 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**

MtCO<sub>2</sub>

STATO MEMBRO	ALLOCAZIONE MEDIA ANNUALE 2005-2007	EMISSIONI CO <sub>2</sub> VERIFICATE NEL 2005	EMISSIONI CO <sub>2</sub> 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 <sup>(A)</sup>
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 <sup>(B)</sup>
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
<b>Totale</b>	<b>2.156,1</b>	<b>2.013,6</b>	<b>2.035,0</b>	<b>2.081,6</b>

(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 semi-conduttori, 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 MtCO<sub>2</sub> rispetto alla Fase 1, attestandosi su un valore medio annuo di 209 MtCO<sub>2</sub>.

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 CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012* avviato il 10 gennaio 2008, il 20 febbraio 2008 è stata elaborata la *Decisione di assegnazione delle quote di CO<sub>2</sub> per il periodo 2008-2012*. Le quote complessivamente allocate sono pari a 201,6 MtCO<sub>2</sub>, di cui 16,9 MtCO<sub>2</sub> 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 MtCO<sub>2</sub> 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 membri<sup>25</sup>, l'eliminazione dei meccanismi di aggiustamento *ex post*<sup>26</sup> 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 MtCO<sub>2</sub> 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 MtCO<sub>2</sub>. Il taglio del tetto imposto dalla Commissione è stato aumentato a 13,65 MtCO<sub>2</sub> 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 MtCO<sub>2</sub> per ovviare al taglio del tetto imposto dalla Commissione e di

ulteriori 5,9 MtCO<sub>2</sub> 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 MtCO<sub>2</sub>, in forte riduzione rispetto al piano notificato alla Commissione nel dicembre del 2006 (100,7 MtCO<sub>2</sub>) e, soprattutto, rispetto alle assegnazioni medie relative al periodo 2005-2007 (131,1 MtCO<sub>2</sub>).

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 minerari 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 MtCO<sub>2</sub>, 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

---

<sup>25</sup> 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.

<sup>26</sup> 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 proposta<sup>27</sup> 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 N<sub>2</sub>O (protossido di azoto) e di CH<sub>4</sub> (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 CO<sub>2</sub> 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.

<sup>27</sup> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub>. Cina e Stati Uniti, nello scenario più virtuoso dell'AIE, nel 2015 dovrebbero emettere, rispettivamente, 8.100 e 6.200 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> 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*.



# 2.

## Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

# Domanda e offerta di energia elettrica nel 2007

---

Nel 2007 la domanda di energia elettrica è aumentata di un modesto 0,7% rispetto all'anno precedente a fronte di una crescita dell'economia italiana dell'1,5%. La diversa dinamica della domanda elettrica rispetto a quella del PIL è legata sia all'effetto delle temperature relativamente miti del 2007 sia alla stagnazione della produzione industriale. Di conseguenza l'intensità elettrica è diminuita lo scorso anno dopo 20 anni di evoluzione positiva.

Sulla base dei dati preliminari pubblicati da Terna Rete elettrica nazionale Spa il fabbisogno 2007 è stato coperto per l'86,5% con la produzione nazionale destinata al consumo ed per la restante parte (13,5%) dal saldo estero.

Nella tavola 2.1 il bilancio dell'energia elettrica in Italia per il 2007 è stato disaggregato sulla base delle vendite finali (in volume) degli operatori nel mercato al dettaglio, evidenziando separatamente i 3 principali gruppi elettrici: Enel, Edison ed Electrabel/Acea. I dati riportati nella tavola sono dati provvisori basati sull'indagine condotta dall'Autorità presso gli operatori elettrici (produttori, grossisti, società di vendita e gestori di rete); i valori totali possono differire dai corrispondenti valori preliminari pubblicati da Terna o dal Gestore del mercato elettrico Spa (GME) sia in funzione di aspetti metodologici

connessi alla rilevazione sia in quanto alcuni gruppi aziendali non hanno risposto all'indagine.

Mentre il gruppo Enel si conferma il principale produttore del paese è interessante notare come circa il 30% della generazione elettrica faccia capo ad aziende che non operano nel segmento finale della vendita.

Sul totale delle vendite intermedie (ingrosso) il contributo di Enel ha pesato per oltre un quarto mentre il contributo dei *trader* che non vendono nel mercato *retail* (compreso l'Acquirente Unico Spa) è stato pari a poco più di un terzo. Gli altri due gruppi principali, Edison ed Electrabel/Acea, hanno raggiunto in questo segmento delle quote pari, rispettivamente, al 12,6% e al 3,4%.

Nel mercato delle vendite finali (dettaglio) la quota complessiva del gruppo Enel è risultata pari al 47,5% (di cui il 32,6% con riferimento alle vendite nel mercato vincolato, poi tutelato e di salvaguardia, e il 14,9% con riferimento alle vendite nel mercato libero). Le vendite finali del gruppo Edison, concentrate nel mercato libero, hanno pesato per il 6,9% mentre quelle del gruppo Electrabel/Acea hanno contribuito al 6,2% del mercato finale complessivo, ripartito tra il 3,2% del mercato libero e il 2,9% del mercato vincolato.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

## TAV. 2.1

**Bilancio degli operatori  
del settore elettrico**

Anno 2007; TWh

	Enel	Edison	Electra- bel/Acea	Oltre 5 TWh	1-5 TWh	< 1 TWh	Senza vendite	AU	Totale
<b>Produzione nazionale netta</b>	<b>94,2</b>	<b>41,2</b>	<b>4,7</b>	<b>41,7</b>	<b>9,3</b>	<b>4,9</b>	<b>83,5</b>	-	<b>279,6</b>
Energia destinata ai pompaggi	7,5	-	-	-	-	0,0	0,0	-	7,5
<b>Importazioni nette</b>	<b>2,9</b>	<b>0,8</b>	<b>2,1</b>	<b>5,6</b>	<b>5,7</b>	<b>3,1</b>	<b>9,2</b>	<b>8,2</b>	<b>37,7</b>
Importazioni <sup>(A)</sup>	3,3	1,2	2,2	6,2	5,8	3,6	9,7	8,2	40,1
Esportazioni	0,4	0,4	0,1	0,6	0,1	0,5	0,5	-	2,4
<b>Acquisti intermedi</b>	<b>232,1</b>	<b>70,3</b>	<b>35,0</b>	<b>104,3</b>	<b>76,9</b>	<b>35,7</b>	<b>39,7</b>	<b>116,5</b>	<b>710,5</b>
Borsa elettrica	72,7	8,7	5,9	27,7	15,7	6,8	8,6	106,5	252,7
Contratti bilaterali <sup>(B)</sup>	66,4	29,3	18,9	23,5	49,4	16,7	29,8	1,9	236,0
Sbilanciamenti <sup>(C)</sup>	1,5	1,0	0,5	3,2	3,3	1,6	1,3	2,0	14,3
Tolling e Mandato	-	31,3	1,1	44,6	5,1	7,3	-	-	89,4
Acquirente Unico	91,5	-	8,6	5,4	3,4	3,2	-	-	112,1
Decreto legislativo n. 387/03	-	-	-	-	-	-	-	6,1	6,1
<b>Vendite intermedie</b>	<b>183,2</b>	<b>86,9</b>	<b>23,2</b>	<b>94,2</b>	<b>38,9</b>	<b>21,8</b>	<b>124,7</b>	<b>117,0</b>	<b>689,9</b>
Borsa elettrica	101,5	32,3	5,0	28,7	9,2	6,6	41,8	-	225,2
- di cui CIP6 ed eccedenze (del. n. 108/97)	1,8	18,1	-	1,0	1,0	0,1	17,1	-	39,1
Contratti bilaterali <sup>(B)</sup>	69,5	53,2	13,4	26,2	24,7	11,4	54,2	-	252,4
Sbilanciamenti <sup>(C)</sup>	7,8	1,3	0,1	2,9	4,3	2,5	2,0	-	20,9
Tolling e mandato	-	-	4,5	36,5	0,5	1,0	24,2	-	66,6
Scambio sul posto	2,6	-	-	0,0	0,1	0,0	1,2	-	4,0
Eccedenze (del. n. 34/05)	1,8	-	0,2	0,0	0,1	0,4	1,4	-	3,9
Distributori/Venditori tutelato								117,0	117,0
<b>Trasferimenti netti</b>	<b>4,3</b>	<b>-1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>-1,2</b>	<b>-2,1</b>		<b>-2,3</b>	<b>-7,7</b>	<b>10,6</b>
Perdite di rete	-	-	-	-	-	-	-	-	21,6
Autoconsumi <sup>(D)</sup>	-	3,5	-	5,4	2,5	1,5	5,5	-	18,4
<b>Vendite finali</b>	<b>142,8</b>	<b>20,8</b>	<b>18,5</b>	<b>50,8</b>	<b>48,5</b>	<b>19,5</b>	-	-	<b>301,0</b>
- Mercato libero	44,7	20,8	9,7	45,2	45,1	16,2	-	-	181,7
- Mercato vincolato	98,1	-	8,8	5,6	3,4	3,3	-	-	119,3
di cui Vincolato I sem.	51,3	-	3,0	2,9	1,7	1,7	-	-	60,6
di cui Maggior tutela II sem.	38,4	-	5,5	2,3	1,5	1,5	-	-	49,2
di cui Salvaguardia II sem.	8,4	-	0,3	0,4	0,2	0,2	-	-	9,5

(A) Il valore totale delle importazioni differisce da quello preliminare pubblicato da Terna in quanto alcuni operatori esteri non hanno risposto all'indagine.

(B) La voce include sia i contratti bilaterali registrati sulla Piattaforma bilaterali/Piattaforma conto energia sia i contratti non registrati su tali piattaforme.

(C) Sono inclusi sia gli sbilanciamenti sia gli sbilanciamenti a programma.

(D) Sono incluse negli autoconsumi sia le vendite ai clienti finali dei consorzi di autoproduzione sia le vendite ai clienti finali delle reti interne d'utenza.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

# Mercato e concorrenza

## Struttura dell'offerta di energia elettrica

### Produzione nazionale

Come evidenziato dalla tavola 2.2, nel corso del 2007 la produzione lorda totale è rimasta sostanzialmente stabile sul livello di un anno prima. I dati disaggregati per fonte evidenziano una crescita della produzione termoelettrica dell'1,1%, risultando pari a circa 258 TWh. La produzione da gas naturale è aumentata invece del 6,4%, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-23,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è diminuita del 3,5%. Accanto a un decremento della produzione idroelettrica da apporti naturali, va evidenziato un forte aumento della produzione eolica (39,5%) e da fotovoltaico.

Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione dei

principali operatori nel 2007 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il trend degli ultimi anni, si evidenziano un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa il 3% e una variazione in aumento per i gruppi Edison ed Eni.

Il calcolo dell'Indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2007 assume valore pari a 1.440<sup>1</sup>, mentre nel 2006 era 1.660.

Per quanto riguarda la capacità produttiva installata, dall'anno 2002 sono state rilasciate autorizzazioni per la costruzione/trasformazione di centrali termoelettriche per complessivi 21.402 MWe a fronte di richieste di autorizzazione per circa 27.000 MWe (Tav. 2.3).

TAV. 2.2

**Produzione lorda per fonte 2000-2007**  
GWh

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Produzione termoelettrica</b>	<b>218.549</b>	<b>216.792</b>	<b>227.646</b>	<b>238.291</b>	<b>240.488</b>	<b>246.918</b>	<b>255.420</b>	<b>258.356</b>
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.207	45.000
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.079	168.200
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	33.830	25.860
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	19.304	19.296
<b>Produzione da fonti rinnovabili</b>	<b>51.386</b>	<b>55.087</b>	<b>49.013</b>	<b>47.971</b>	<b>55.669</b>	<b>49.893</b>	<b>52.239</b>	<b>50.423</b>
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.745	7.200
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	2.971	4.144
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	2	40
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527	5.570
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.994	33.469
<b>Produzione idroelettrica da pompaggi</b>	<b>6.695</b>	<b>7.115</b>	<b>7.743</b>	<b>7.603</b>	<b>7.164</b>	<b>6.860</b>	<b>6.431</b>	<b>5.574</b>
<b>Produzione totale</b>	<b>276.629</b>	<b>278.995</b>	<b>284.401</b>	<b>293.865</b>	<b>303.321</b>	<b>303.672</b>	<b>314.090</b>	<b>314.353</b>
<i>Per memoria:</i>								
<b>Produzione idroelettrica totale</b>	<b>50.900</b>	<b>53.926</b>	<b>47.262</b>	<b>44.277</b>	<b>49.908</b>	<b>42.927</b>	<b>43.425</b>	<b>39.043</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2007 sono provvisori.

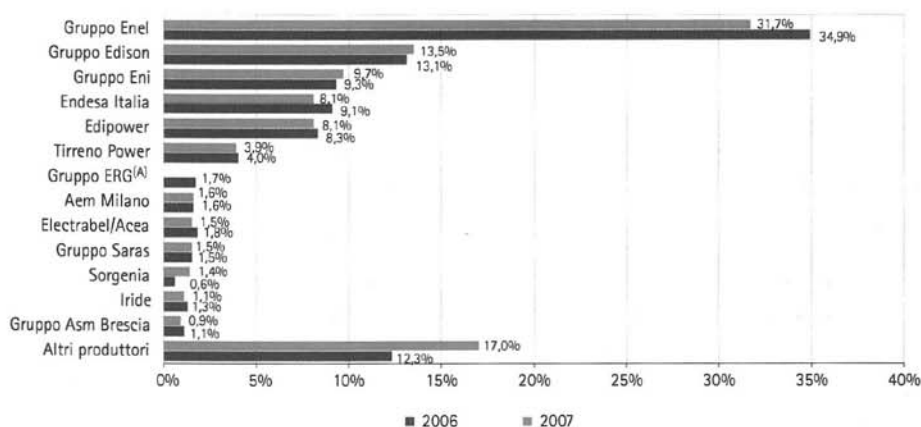
<sup>1</sup> Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e della società Elettra.

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.1

**Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda**

Confronto 2006-2007, dati in percentuale



(A) I dati relativi alla produzione 2007 del gruppo ERG non sono stati comunicati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

TAV. 2.3

**Autorizzazioni per centrali termoelettriche (potenza superiore a 300 MWt)**

Situazione aggiornata all'1 giugno 2007; l'elenco esclude le iniziative ritirate e archiviate

REGIONE	RICHIESTE IN CORSO DI AUTORIZZAZIONE		AUTORIZZAZIONI RILASCIATE DAL 2002	
	INIZIATIVE	POTENZA (MWt)	IMPIANTI	POTENZA (MWt)
VALLE D'AOSTA	-			
PIEMONTE	5	3.012	4	2.200
LIGURIA	1	460	1 <sup>(A)</sup>	
LOMBARDIA	11 <sup>(A)</sup>	4.300	8 <sup>(A)</sup>	3.660
TRENTINO ALTO ADIGE	-			
VENETO	7 <sup>(A)</sup>	3.090	-	
FRIULI VENEZIA GIULIA	1		1	800
EMILIA ROMAGNA	3	1.790	4 <sup>(A)</sup>	1.712
TOSCANA	1	250	3 <sup>(A)</sup>	790
LAZIO	5	2.000	2 <sup>(A)</sup>	750
MARCHE	2	950		
UMBRIA	1	800		
ABRUZZO	1	980	2	830
MOLISE	2	1.180	1	750
CAMPANIA	5	2.721	5	3.160
PUGLIA	5	3.410	6 <sup>(A)</sup>	2.670
BASILICATA	3	1.550		
CALABRIA	3 <sup>(A)</sup>	1.190	5	4.000
SICILIA	-			
SARDEGNA	1 <sup>(A)</sup>		2 <sup>(A)</sup>	80
<b>TOTALE ITALIA</b>		<b>27.683</b>		<b>21.402</b>

(A) Sono incluse le modifiche agli impianti.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Nel corso del 2007 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 1.700 MW, in gran parte costituita da impianti termoelettrici di Enel, Edipower Spa ed Edison (Fig. 2.2). Gli impianti termoelettrici dei principali sei operatori hanno garantito nel 2007 una disponibilità di capacità di

generazione, per almeno il 50% delle ore, pari a circa l'88% della relativa capacità installata (Fig. 2.3).

La figura 2.4 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'ener-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

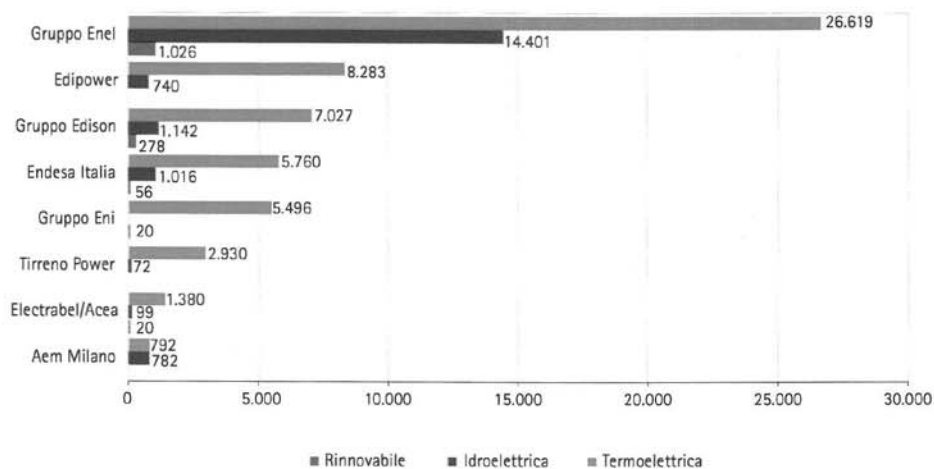


FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi  
MW, anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

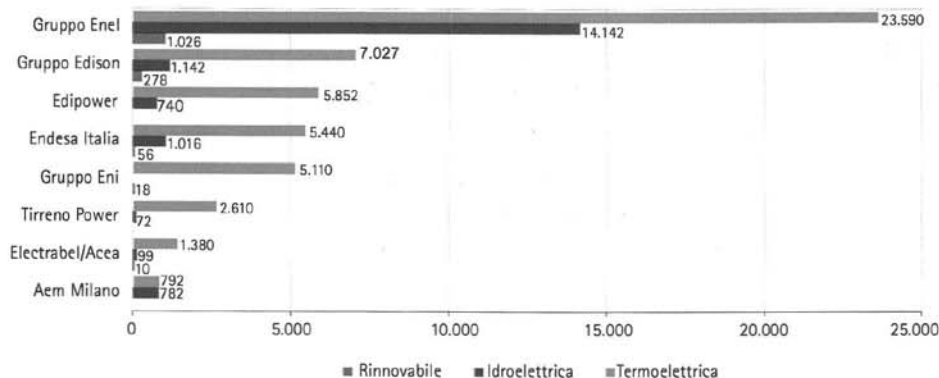


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi  
MW, anno 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

già ceduta dalla società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE) al mercato a seguito dei ritiri obbligati, al netto dell'energia destinata ai pompaggi e delle esportazioni. Si evidenzia, rispetto al 2006, una diminuzione della quota di mercato di Enel di circa 3,6 punti percentuali a favore di Eni e di Edison.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2006; l'indice HHI nel 2007 risulta pari a 1.639<sup>2</sup>, in diminuzione dal valore di 1.891 del 2006.

La figura 2.5 riporta il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica da gas naturale confrontato con l'anno 2006.

Enel si conferma primo produttore di energia elettrica prodotta da questa fonte, seguita da Edison ed Eni, sebbene la loro quota sia diminuita rispetto al 2006.

Nel settore delle energie rinnovabili, Enel è il primo produttore per quanto riguarda sia la produzione idroelettrica sia la quota di energia geotermica, della quale mantiene il quasi totale controllo (Tav. 2.4).

<sup>2</sup> Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'Indagine annuale dell'Autorità sui settori dell'energia elettrica e del gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e della società Elettra.