

Quaderni di ricerca **ref.**  
*n. 23 / Aprile 2006*

**L'IMPATTO DELL' *EMISSION TRADING*  
SUL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO**

***Stefano Frontini, Matteo Leonardi***

**ref.**

**RICERCHE E CONSULENZE  
PER L'ECONOMIA E LA FINANZA**

---

Via Gioberti, 5 - 20123 Milano  
Tel. +39 02 4344101 - Fax +39 02 43441027  
info@ref-online.it- www.ref-online.it



# L'IMPATTO DELL'*EMISSION TRADING* SUL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO

Osservatorio Energia ref.

*Aprile 2006*

## INDICE

EXECUTIVE SUMMARY .....	1
<b>1. MODELLO TEORICO.....</b>	<b>6</b>
1.1. Introduzione.....	6
1.2. Il meccanismo <i>Emissions Trading</i> .....	6
1.2.1 <i>L'offerta ottimale del produttore nell'ipotesi di concorrenza perfetta nel mercato dei permessi di emissione e dell'output</i> .....	7
<i>Box - La presenza di fonti non inquinanti nel meccanismo ET</i> .....	12
1.3. La trasmissione a valle dei maggiori costi .....	13
<b>2. IL CASO PRATICO .....</b>	<b>14</b>
2.1. Il mercato elettrico in Italia e le implicazioni dell' <i>emissions trading</i> .....	15
2.2. I meccanismi di trasmissione a valle .....	20
<b>3. IL MERCATO ELETTRICO E QUOTE NEL 2005-2007 .....</b>	<b>22</b>
3.1. I risultati per il 2005 .....	22
3.2. I risultati per il 2006 .....	25
3.3. I risultati per il 2007 .....	27
3.4. Sintesi del triennio 2005-2007 .....	29
<b>4. CONCLUSIONI.....</b>	<b>30</b>
<b>APPENDICE. IL PREZZO DELLE QUOTE: ALCUNE NOTAZIONI TEORICHE ED I PRIMI DATI.....</b>	<b>32</b>



## EXECUTIVE SUMMARY

Con la direttiva 2003/87/CE viene introdotto nei paesi dell'Unione Europea un mercato di crediti di emissione.

E' la prima esperienza di un mercato sopranazionale di beni ambientali creato da una struttura politica. Il progetto dell'Unione Europea è estremamente ambizioso in quanto raggruppa settori industriali tra loro differenti sia per tecnologie di produzione, sia per prodotti che per organizzazione dei mercati e si sovrappone a mercati elettrici che a dieci anni dalla direttiva del 1996 stanno ancora faticosamente trovando un loro assetto tra monopoli e concorrenza. L'*emissions trading* (ET) accomuna paesi che non hanno ancora raggiunto un'integrazione dei mercati energetici ed i cui fondamentali sono caratterizzati da forti differenze. Mercati maturi che hanno già completato il rinnovamento del parco impianti con mercati ancora inefficienti, mercati saturi con mercati in forte crescita, mercati prevalentemente amministrati con mercati ampiamente liberalizzati.

Un meccanismo di regolazione ambientale fortemente voluto dall'Unione Europea tanto da avere anticipato l'approvazione stessa del protocollo di Kyoto su scala internazionale. L'ET si differenzia in due distinti periodi: dal 2005 al 2007 che potremmo considerare un periodo di prova, e dal 2008 al 2012, in concomitanza del primo periodo di verifica degli obiettivi di riduzione dei gas climalteranti del Protocollo di Kyoto. Le quote sono assegnate dagli Stati Membri all'inizio di ciascun periodo. Con i meccanismi flessibili del Protocollo, l'ET ha creato, attraverso la compatibilità dei crediti di emissione con quelli derivanti dai progetti di *Joint Implementation* e di *Clean Development Mechanism*, i presupposti per un ulteriore e complesso allargamento del mercato delle emissioni su scala extraeuropea.

Se si tiene conto che la direttiva è stata approvata nell'autunno del 2003 e che il mercato di crediti doveva essere inaugurato nel gennaio 2005 e a questo si aggiunge la grande novità, anche per molte amministrazioni pubbliche, costituita dalla politica di salvaguardia ambientale attraverso i mercati, è lecito attendersi molte perplessità circa il funzionamento, le implicazioni, l'opportunità e l'efficacia del meccanismo ET.

Tuttavia, ripercorrendo la politica ambientale della Commissione Europea degli ultimi anni, gli esiti teorici dell'ET ed in particolare il loro previsto impatto sui prezzi, corrispondono al principio per cui, attraverso i mercati, la politica ambientale mira ad internalizzare progressivamente nei prezzi le esternalità ambientali.

L'occasione di questo studio permette di focalizzare l'attenzione su alcune implicazioni dell'ET, con particolare riferimento ai mercati elettrici.

Posto che il meccanismo ET riesca a creare un mercato credibile, ovvero introduca una domanda di crediti, attraverso l'allocazione nazionale di quote ai settori vincolati,

inferiore alle loro esigenze, in un mercato concorrenziale l'impresa includerà nella sua funzione di profitto il valore delle quote ricevute, anche se a titolo gratuito.

Ovvero in un mercato concorrenziale il prezzo di offerta di energia elettrica sarà dato dalla somma dei costi variabili di generazione e dei costi opportunità della quota di emissione. L'impatto sui prezzi dell'energia elettrica in questo caso è evidente: essi aumenteranno in ragione del costo opportunità della tecnologia marginale. Ad esempio se l'esito di un mercato concorrenziale, con un ciclo combinato sempre al margine, fosse di 50 euro/MWh, a seguito dell'introduzione dell'ET, con un prezzo delle quote a 20 euro/MWh ed un fattore di emissione di 0.396 tonCO<sub>2</sub>/MWh per i cicli combinati, avremmo un incremento dei prezzi dell'energia di circa 8 euro/MWh.

Includere il costo opportunità significa semplicemente che il produttore deve essere sicuro che dalla vendita dell'energia elettrica gli derivi un profitto almeno equivalente a quello che gli sarebbe garantito dalla vendita della quote.

Da sottolineare che l'allocazione gratuita delle quote risulterà, sotto queste ipotesi, in un aumento del profitto dell'impresa in ragione del numero di quote ad essa allocato gratuitamente e dei volumi di energia prodotta non inclusa nel meccanismo di ET (impianti rinnovabili, piccoli impianti di generazione).

L'introduzione del costo opportunità nei costi variabili di generazione non implica comunque necessariamente un aumento dei prezzi sul mercato all'ingrosso, indipendentemente o meno dalla presenza di allocazione gratuita delle quote.

Nella pratica il prezzo dell'energia elettrica già presenta dei *mark up* rispetto al costo variabile dell'impianto marginale, ovvero al mero costo combustibile. Tali *mark up* possono essere spiegati e sono accettati anche dai regolatori per diversi motivi.

In primo luogo l'industria elettrica è caratterizzata da elevati costi fissi, per cui il prezzo può contenere una remunerazione della capacità produttiva degli impianti di punta, soprattutto in mercati con margini di ricerca non adeguati. Tali *mark up*, necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e quindi la sicurezza delle forniture per i clienti finali, in presenza di mix produttivi non efficienti causa degli extra profitti per i produttori di base (impianti non di punta o impianti idroelettrici).

Tali extra profitti possono in alcuni casi già più che compensare i costi opportunità dell'introduzione dei meccanismi di CO<sub>2</sub>: l'introduzione del meccanismo ET non comporterebbe in questo caso alcun aumento di prezzo, dal momento che l'opportunità di restare sul mercato è maggiore di quella garantita dalla quota.

I mercati dell'energia elettrica sono nella maggior parte dei casi mercati altamente concentrati, caratterizzati dalla presenza di un operatore dominante o al più da un oligopolio di poche imprese. Questo sia per motivi storici – la liberalizzazioni elettriche sono relativamente giovani e la maggior parte dei mercati europei era organizzato in monopoli pubblici fino a qualche anno fa – sia economici – la presenza di elevati costi

fissi di produzione previene l'ingresso di molti competitori di piccole dimensioni. Il risultato di tale situazione è che in pochi mercati si realizza la condizione essenziale perché si possa parlare di mercato competitivo, ossia quella per cui nessuno dei partecipanti è in grado di influenzare il livello dei prezzi con i propri comportamenti. Una conseguenza di questa situazione è che molto spesso i prezzi sui mercati elettrici non sono rappresentativi dei costi variabili di produzione, soluzione che si otterrebbe in caso di mercato perfettamente competitivo, ma presentano dei *mark up* che consentono extraprofitti per le imprese di generazione, ulteriori rispetto ai profitti normali assicurati dai mercati competitivi.

Anche in questo caso è possibile che tali extraprofitti compensino anche i costi opportunità del meccanismo ET, per cui la sua introduzione non dovrebbe comportare alcun elemento di costo. Ovvero il consumatore sta già pagando un prezzo superiore a quello che si determinerebbe dalla somma di costi variabili di generazione e costo opportunità delle quote.

Le osservazioni sopra riportate sembrano peraltro essere confermate dall'analisi del mercato elettrico italiano:

1. l'operatore dominante non sembra sommare al suo obiettivo di profitto il costo opportunità costituito dalle quote come avverrebbe in un mercato concorrenziale;
2. l'operatore dominante potrebbe essere intenzionato unicamente a non incorrere in un costo aggiuntivo derivante da un'insufficiente allocazione di crediti rispetto ai propri obiettivi di produzione;
3. ad esclusione di Enel per il 2005, le simulazioni condotte sembrano indicare una generale sovrallocazione dei crediti per i maggiori operatori del mercato lasciando supporre un impatto nullo sui prezzi dell'energia elettrica nel mercato italiano;
4. la strategia degli operatori *price takers* potrebbe essere quella di seguire i prezzi dell'operatore dominante sino a quando i livelli si mantengano superiori a quelli offerti dal mercato delle quote.

Partendo dall'assunzione che l'operatore dominante stia già massimizzando il proprio obiettivo di profitto, in equilibrio tra il suo esercizio di potere di mercato e valutazioni di sostenibilità regolatoria, l'opportunità costituita dal valore delle quote, distribuite gratuitamente, non sembra poter essere sommata agli obiettivi già perseguiti.

Ne consegue che fintantoché l'obiettivo di profitto dell'operatore dominante si mantiene su volumi superiori a quelli individuati dal valore delle quote il mercato non dovrebbe registrare significativi aumenti di prezzo né sui mercati spot né sui contratti bilaterali.

Tuttavia qualora l'allocazione gratuita iniziale fosse ritenuta insufficiente rispetto agli obiettivi di generazione dell'operatore dominante, introducendo quindi un costo reale,

allora per mantenere i livelli di profitto prefissati, si assisterebbe ad una strategia d'offerta che permetterebbe di recuperare i costi sostenuti.

L'impatto sui prezzi finali in questo caso sarebbe determinato dal costo reale dall'operatore dominante distribuito su tutta l'energia prodotta. Nell'esempio di Enel al 2005, la società ha ricevuto l'85% delle quote a titolo gratuito. Il rimanente 15% pari a 8,6 Mton, dovrà essere coperto o dalle quote allocate negli anni successivi o attraverso l'acquisto di crediti di emissione sul mercato europeo.

In questa seconda opzione, valutando un prezzo delle quote al valore medio dal mese di marzo a fine dicembre di circa 20€ a tonnellata, la mancata copertura di 8,6 Mtonn corrisponde ad una diminuzione dei profitti di 172 M€

Proprio per il 2005, risulta impossibile verificare se tali costi siano già stati recuperati nei diversi mercati. Ma la deduzione che lo siano deriva dalla logica stessa del meccanismo che impone all'operatore di offrire dei prezzi inclusivi del costo di ET contestualmente alla generazione. In ogni caso l'area di profitto di Enel nella sola borsa elettrica, comprensiva dei contratti differenziali, si è mantenuta ad un livello costantemente superiore a quella che si sarebbe determinata dal costo opportunità delle quote.

Inoltre se si ripercorrono le tappe dell'introduzione dell'ET nel nostro paese l'eventuale costo non recuperato sarebbe comunque addebitabile ad una responsabilità regolatoria. Il volume di quote mancanti di Enel al 2005 è la conseguenza di un PNA presentato tardivamente e peraltro non ancora approvato in via definitiva, che riduce di 4 MtonnCO<sub>2</sub> le quote assegnate dalla versione precedente del PNA. Un'ulteriore riduzione di 2,3 MtonnCO<sub>2</sub> è quindi intercorsa tra l'ultimo documento di consultazione e la pubblicazione del decreto nel febbraio 2006.

Il funzionamento del meccanismo ET si basa sul principio di assegnazione delle quote in un periodo precedente a quello di produzione in maniera tale da mettere l'operatore in grado di elaborare le proprie strategie di abbattimento delle emissioni e scambio dei permessi. Del resto non può non risultare una contraddizione palese come il forte confronto tra l'Italia e la Commissione Europea sulla richiesta di adottare un meccanismo di correzione *ex-post* abbia come risultato pratico un piano di allocazione che definisca le quote del 2005 nei primi mesi del 2006.

Le simulazioni condotte con El-fo mostrano nel triennio 2005-2007 una sostanziale sovrallocazione per i principali attori del mercato elettrico, lasciando ipotizzare un impatto nullo dell'ET sui costi dei maggiori operatori. Al netto di limitate discrepanze sui singoli impianti che andranno verificate una volta approvato in via definitiva il PNA, la forte differenza tra le stime El-fo e l'attribuzione ministeriale riguarda in modo particolare:

1. gli impianti di generazione a olio combustibile interamente spiazzati nell'ordine di merito di El-fo e per i quali in alcuni casi il PNA accorda un regime privilegiato

in relazione alla zona di ubicazione dell'impianto, senza tuttavia specificare se tali impianti corrispondano a quelli identificati come unità essenziali ai fini della sicurezza del sistema definiti dalle regole di dispacciamento;

2. la nuova metodologia di calcolo della potenza efficiente utilizzata dal PNA, calcolata al netto della minore indisponibilità registrata nel periodo 2000-2003 e particolarmente gravosa per Enel;
3. le stime relative agli impianti CIP6 non cogenerativi il cui funzionamento orario nel PNA è inferiore a quello normalmente tipico di tali impianti;
4. le ipotesi relative alla chiusura degli impianti la cui definizione sembra determinare una facile strategia di mantenimento delle quote da parte dei produttori.

Negli ultimi mesi del 2005 i prezzi di borsa italiani e le simulazioni dei costi di generazione comprensivi dei costi opportunità si sono molto avvicinate. Questo permette di stimare un costo di approvvigionamento elettrico minimo nei prossimi anni forse non troppo lontano da quello praticato dall'operatore dominante nel nostro paese.

Ma perché tale prezzo sia effettivamente indicativo sarà necessario che il meccanismo ET sia maggiormente radicato e il mercato italiano evolva su livelli maggiormente competitivi.

Già nel 2005 l'innalzamento del costo variabile di generazione per effetto del costo opportunità avrebbe determinato, per un ipotetico gestore di un impianto a ciclo combinato svincolato da contratti bilaterali o differenziali ad una sola via, la convenienza ad abbandonare la strategia di prezzo in borsa dell'operatore dominante e preferire l'opportunità offerta dal valore della quota per almeno 11 settimane all'anno. In assenza dell'ET per lo stesso operatore il profitto in borsa garantito dal *mark-up* di Enel sarebbe risultato positivo in tutte le settimane dell'anno.

Questo sta a significare che in alcune ore dell'anno, in coincidenza delle ore di minore carico, inizierà a farsi sentire l'effetto ET con il progressivo aumento della concorrenza degli operatori.

La differenza tra le allocazioni nel triennio del PNA e le stime totali derivanti dalle simulazioni di El-fo, al netto delle differenze di allocazione tra i diversi settori, sembra suggerire che il volume di quote assegnate al settore elettrico non introducano un vincolo alla riduzione delle emissioni rispetto ad uno scenario *business as usual*.

Mentre in paesi a maggiore concorrenza l'incremento dei profitti e dunque dei prezzi dell'energia elettrica è bilanciato dal perseguimento di un obiettivo ambientale, nel nostro paese la stabilità dei prezzi, domani più vicini a quelli dell'UE, nasconde un'area di profitto da parte dell'operatore dominante senza l'assunzione di ottimizzazione ambientale delle strategie di generazione.

## 1. MODELLO TEORICO

### 1.1. Introduzione

Il sistema di scambio dei permessi di emissione, insieme al Meccanismo di Sviluppo Pulito (CDM) e il Meccanismo di Attuazione Congiunta (JI), è uno dei meccanismi proposti dal Protocollo di Kyoto (entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la necessaria ratifica russa dell'ottobre 2004) per aiutare i paesi sviluppati (Allegato 1 del Protocollo di Kyoto) a ridurre i loro gas ad effetto serra dell'8% (-6.5% per l'Italia) rispetto ai livelli del 1990 entro il periodo 2008-2012.

Indipendentemente dall'entrata in vigore del protocollo di Kyoto, con la direttiva 2003/87/CE, l'Unione Europea (UE), nell'ambito della politica generale sui cambiamenti climatici, ha deciso di dotarsi di un sistema di scambio dei permessi di emissione (EU ETS) ed utilizzarlo come mezzo principale per ridurre i gas ad effetto serra. Il motivo che ha spinto l'UE a dare un ruolo centrale ad un sistema di mercato di scambio delle quote è l'efficienza che tale sistema garantisce: consentire alle imprese partecipanti di acquistare o vendere permessi di emissione permette di minimizzare il costo che la Comunità dovrà sostenere per raggiungere l'obiettivo di riduzione stabilito dal protocollo di Kyoto. La direttiva copre le emissioni di CO<sub>2</sub> (durante il primo periodo di attuazione, 2005-2007, solo questo gas è preso in considerazione) provenienti dagli impianti di generazione di elettricità e calore, raffinerie, produzione e trasformazione di metalli ferrosi, cemento, calce, ceramica, pasta di legno e carta, che sono le stime emetteranno il 46% delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'UE nel 2010.

### 1.2. Il meccanismo *Emissions Trading*

Il meccanismo EU ETS è un meccanismo del tipo *cap and trade*. Il *cap* è costituito dal volume di crediti assegnati gratuitamente per il triennio 2005-2007 ad ogni singolo impianto (impresa) rientrante nell'ambito di applicazione. La quota di emissione equivale al diritto di emettere una tonnellata di CO<sub>2</sub>. L'assegnazione gratuita iniziale è determinata dai singoli Stati Membri tramite la redazione di un piano di assegnazione nazionale (PNA) che dovrebbe distribuire un numero di quote in relazione agli obiettivi nazionali di riduzione di gas climalteranti. La Commissione valuta ed approva i singoli piani di allocazione. Alle quote gratuite iniziali assegnate si andranno a sommare i crediti derivanti dai meccanismi flessibili di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism* che per effetto della direttiva "Linking" saranno convertiti in crediti di emissione equivalenti a quelli allocati dagli stati membri.

Entro fine aprile dell'anno successivo a quello di assegnazione, le imprese dovranno restituire tante quote quante sono le tonnellate di CO<sub>2</sub> effettivamente emesse. Le

quote possono essere scambiate tra tutti gli operatori compresi nella Direttiva, indipendentemente dal loro settore di appartenenza. I permessi di emissione sono bancabili, quindi in caso di eccesso o carenza di quote le imprese possono accumulare debiti o crediti per l'anno successivo fino alla fine del periodo, ossia al 2007.

L'impatto del meccanismo EU ETS sarà differente a seconda delle caratteristiche dei diversi mercati e dalle rispettive possibilità di ridurre le emissioni tramite soluzioni tecnologiche o sostituzione di combustibili meno inquinanti.

Nei prossimi paragrafi focalizzeremo l'attenzione sulla descrizione teorica del meccanismo EU ETS con particolare riferimento al settore elettrico ed alla sua possibilità o meno di riflettere nei prezzi finali dell'elettricità il valore delle quote assegnate gratuitamente.

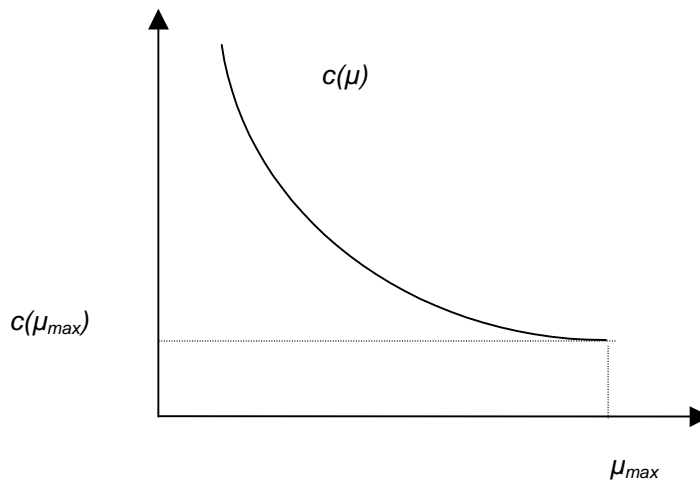
### **1.2.1 L'offerta ottimale del produttore nell'ipotesi di concorrenza perfetta nel mercato dei permessi di emissione e dell'output**

L'analisi che segue mostra le variabili chiave che il meccanismo ET introduce e la conseguente risposta ottimale di un'impresa operante in un regime di concorrenza perfetta.

Consideriamo un'impresa i cui prodotti sono trattati in un mercato perfettamente concorrenziale e la cui attività sia inclusa in un meccanismo di regolazione ambientale di tipo *cap and trade* i cui crediti sono scambiati attraverso un mercato.

Tale ipotesi implica che l'impresa è *price-taker* cioè considera come un dato sia il prezzo  $p$  che si forma nel mercato del proprio prodotto sia il prezzo  $t$  che si forma nel mercato dei permessi di emissione. Nella nuova funzione di costo dell'impresa ai tradizionali costi di produzione introduciamo la componente ambientale. La funzione corrisponderà a  $c(y, \mu)$  dove  $y$  è l'output dell'impresa e  $\mu$  è il fattore di emissione per unità  $y$  prodotta (ad esempio 0.396 tonCO<sub>2</sub>/MWh per un ciclo combinato). Per semplicità assumiamo che  $c(y, \mu) = y \cdot c(\mu)$  cioè il costo unitario variabile di produzione dell'impresa è costante per qualsiasi livello di produzione e pari a  $c(\mu)$ . L'ipotesi di costi variabili unitari costanti implica anche l'uguaglianza tra costi variabili e costi marginali. La funzione di costo unitario è decrescente in  $\mu$ , vale a dire che livelli di emissione bassi comportano costi di produzione elevati (ad esempio aumento del costo combustibile per il passaggio dal più economico carbone al gas naturale).

**Figura 1.1 – Costo di produzione di una unità di output senza ET**



Fonte: elaborazioni REF

Per spiegare l'impatto dell'*emission trading* sulle imprese è opportuno introdurre la funzione di profitto dell'impresa che è data dalla differenza tra il prezzo del prodotto sul mercato e i costi di produzione:

$$\pi = py - yc(\mu) \quad (1)$$

Se l'impresa non è soggetta ad alcun vincolo riguardo le emissioni e dato che la funzione di costo è decrescente in  $\mu$ , l'impresa massimizza i profitti scegliendo il livello di emissioni più alto  $\mu$  (*max*):

$$\pi = py - yc(\mu_{max}) \quad (2)$$

Massimizzando la (2) rispetto a  $y$  si ottiene il prezzo richiesto dall'impresa per la produzione di una unità di output:

$$\frac{\partial \pi}{\partial y} = 0 \Rightarrow p = c(\mu_{max}) \quad (3)$$

Sostituendo la (3) nella (2) si ottiene che in una situazione di concorrenza perfetta i profitti dell'impresa sono pari a zero. Questa funzione, applicata al mercato elettrico porta ad identificare, in una borsa elettrica concorrenziale, il prezzo orario con il costo marginale di generazione. Il raggiungimento di un obiettivo ambientale con strumenti di *command and control*, che imponga ad esempio l'introduzione di una determinata tecnologia, non modificherebbe la situazione ma incrementerebbe i prezzi in funzione dei costi sostenuti.

Supponiamo ora venga introdotto il sistema *emissions trading* e all'impresa vengano allocate gratuitamente  $A$  quote. La funzione di profitto dell'impresa diventa:

$$\pi = py - yc(\mu) - t\mu y + tA \quad (4)$$

Il livello di emissioni ottimo è scelto massimizzando la funzione di profitto rispetto a  $\mu$ :

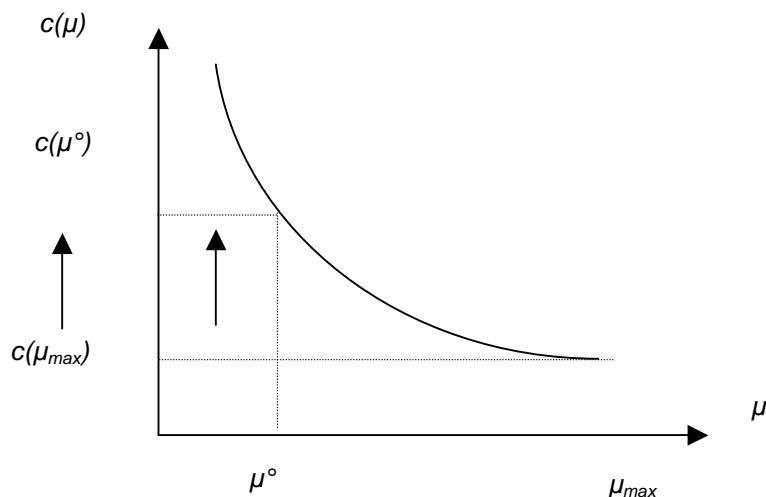
$$\frac{\partial \pi}{\partial \mu} = 0 \Rightarrow t = -c'(\mu) \quad (5)$$

Cioè l'impresa sceglie quel livello di emissioni  $\mu^\circ$  che eguaglia il costo marginale di abbattimento delle emissioni al prezzo della quota. Infatti supponendo un prezzo della quota superiore al costo di abbattimento di una unità di inquinamento, l'impresa massimizzerà i profitti riducendo le emissioni prodotte. Evidentemente, infatti, l'opportunità derivante dalla disponibilità di una quota più che compensa i costi aggiuntivi di abbattimento delle emissioni. Anche nel caso di una sovrallocazione di quote ad un singolo impianto rispetto alle emissioni, il livello di inquinamento scelto dall'impresa sarà lo stesso. Infatti il costo di abbattimento di una unità di emissioni sarà sempre confrontato con il prezzo delle quote sul mercato europeo e dunque con il mancato guadagno derivante dalla vendita delle stesse. Il livello di inquinamento  $\mu$  ottimo scelto quindi non dipende da  $A$ , ovvero dal numero di quote allocate. L'unica variabile rilevante è il prezzo delle quote: maggiore è  $t$ , maggiore è l'incentivo alla riduzione delle emissioni.

Supponendo che il livello  $\mu$  che risolve l'equazione (5) sia  $\mu^\circ < \mu(max)$ , i costi marginali di produzione di  $y$  aumenteranno in ragione dei costi della soluzione adottata dall'impresa per ridurre l'inquinamento e risparmiare una quota ovvero da  $c(\mu(max))$  a  $c(\mu^\circ)$ . Per fare un esempio relativo al settore elettrico, tale variazione può essere intesa

come l'incremento del costo di combustibile dovuto al passaggio dal carbone al gas naturale.

**Figura 1.2 – Costo di produzione di una unità di output con ET**



Fonte: elaborazioni REF

L'equazione (5) determina il livello ottimo di emissioni per unità di *output*  $y$ . Derivando la (4) rispetto a  $y$  possiamo invece calcolare il prezzo  $p$  richiesto affinché l'impresa decida di produrre una unità di output in più:

$$\frac{\partial \pi}{\partial y} = 0 \Rightarrow p = c(\mu^\circ) + t\mu^\circ \quad (6)$$

Rispetto alla situazione senza *emissions trading*, il costo variabile di produzione passa da  $c(\mu_{max})$  a  $c(\mu^\circ) + t\mu^\circ$  ovvero incorpora un ulteriore elemento  $t\mu^\circ$  definito costo opportunità della quota. L'impresa tiene conto del fatto che la produzione di una unità di output aggiuntiva aumenta le emissioni di  $\mu^\circ$  e che tali emissioni generano un costo pari a  $t\mu$ . Tale costo è percepito sia nel caso l'impresa non possieda sufficienti permessi e le emissioni aggiuntive devono essere coperte da quote da acquistare sul mercato dei permessi di emissione ad un prezzo  $t$  sia nel caso le emissioni corrispondano al livello di assegnazione dal momento che l'utilizzo di una quota

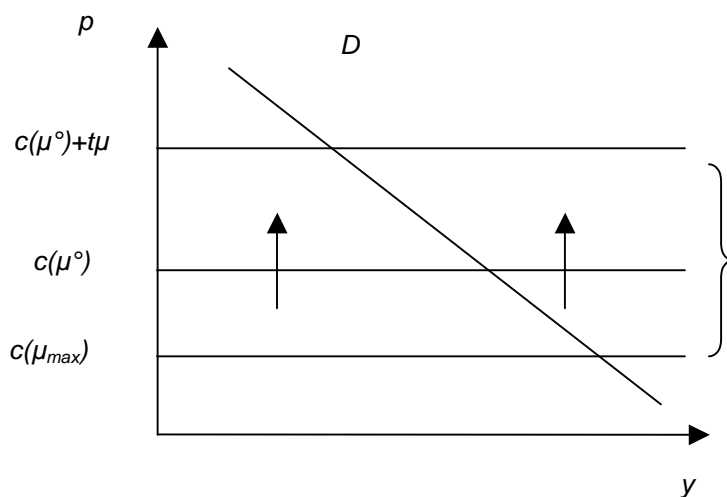
determina un mancato ricavo dalla cessione della stessa. Il costo  $t\mu^\circ$  deve essere infatti internalizzato nei costi variabili di produzione anche nel caso di una sovrallocazione rispetto alle emissioni in quanto l'impresa nel produrre l'unità di output "brucia" delle quote che avrebbe potuto vendere.

E' questa la "stranezza" dell'*emission trading*, nel cui mercato, pur in presenza di un'allocazione gratuita, il valore delle quote sarà internalizzato come costo di produzione indipendentemente dal fatto che l'impresa incorra o meno in un costo effettivo.

Infatti se il prezzo del MWh fosse inferiore a  $c(\mu^\circ)+t\mu^\circ$  il produttore vedrebbe i propri profitti ridursi e deciderebbe conseguentemente di non produrre l'unità addizionale di output. A tale proposito possiamo considerare il meccanismo EU ETS quale l'unico strumento di regolazione ambientale che introduca la non produzione come un'opzione strategica ricompensata economicamente dal mercato.

Il numero di quote assegnate  $A$  al singolo impianto è quindi irrilevante per la decisione del livello ottimo di produzione così come è irrilevante per la decisione del fattore di emissione  $\mu$ . La traslazione della curva di offerta dell'impresa è illustrato nella seguente figura.

**Figura 1.3 – Variazione curva d'offerta**



Fonte: elaborazioni REF

In un contesto di concorrenza perfetta, l'impresa offre la produzione sul mercato a  $c(\mu^\circ)+t\mu^\circ$  e se l'impresa ha la stessa tecnologia il prezzo di mercato, ipotizzando costi marginali costanti, è  $c(\mu^\circ)+t\mu^\circ$ .

Sostituendo la (6) nella (4) è possibile calcolare la variazione dei profitti dell'impresa dovuta all'introduzione del meccanismo EU ETS:

$$\pi = py - yc(\mu) - t\mu y + tA = (c(\mu^\circ) + t\mu^\circ)y - yc(\mu^\circ) - t\mu^\circ y + tA = tA$$

$p = c(\mu^\circ) + t\mu^\circ$   
 $\mu = \mu^\circ$

I profitti dell'impresa con ET sono uguali a  $tA$ . Poiché nella situazione senza ET i profitti sono 0, la variazione è  $tA$ , ovvero pari al valore delle quote gratuitamente assegnate.

Se dopo l'introduzione del meccanismo EU ETS il prezzo dell'output non ingloba il costo opportunità la variazione dei profitti, ipotizzando nessuno *switching* dal carbone al gas, è pari a  $tA - t\mu y$ , ovvero pari alla differenza tra valore delle quote assegnate e valore delle emissioni prodotte. Nell'ipotesi di scarsità di quote assegnate rispetto alle emissioni la variazione dei profitti è quindi negativa.

**Box - La presenza di fonti non inquinanti nel meccanismo ET**

Nel modello illustrato l'impresa possiede una sola fonte di generazione supposta inquinante. Nel caso siano presenti anche fonti ad emissioni zero (ad esempio l'idroelettrico), l'aumento dei profitti sarebbe superiore a  $tA$ , poiché l'impresa percepirebbe anche l'aumento della rendita inframarginale per effetto dell'aumento del prezzo dell'energia elettrica dovuto all'introduzione del meccanismo ET, ovvero:

$$p_{ET} - p_{noET} = c(\mu^\circ) + t\mu^\circ - c(\mu_{max})$$

Il *mark-up* orario per l'idro dopo l'introduzione del meccanismo ET aumenta del costo opportunità della tecnologia marginale in quell'ora che si somma all'eventuale variazione del costo variabile di generazione dovuto al cambiamento del combustibile.

### 1.3. La trasmissione a valle dei maggiori costi

La possibilità per gli operatori di scaricare completamente a valle, e quindi sui prezzi finali pagati dai consumatori, i maggiori costi dovuti al meccanismo ET, anche nella forma del costo opportunità, dipende da una serie di fattori. In primo luogo la competizione internazionale con imprese non sottoposte al meccanismo e la elasticità della domanda finale, possono prevenire in tutto o in parte il riflesso totale dei costi nei prezzi. Questi due elementi difficilmente possono ritenersi validi nel settore elettrico: infatti la scarsità delle connessioni con i paesi extraeuropei limita fortemente la competizione con paesi non ricompresi nel meccanismo, mentre l'assenza di beni sostituti riduce fortemente l'elasticità della domanda. Tuttavia i mercati elettrici sono molto complessi ed una serie di elementi rendono difficile la previsione degli effetti sui prezzi finali dell'introduzione del meccanismo ET, anche ipotizzando concorrenza perfetta sui mercati e perfetta informazione sui livelli di emissioni e di quote disponibili a livello internazionale.

In primo luogo, almeno nel breve periodo esistono una serie di rigidità contrattuali, sia a valle che a monte: i contratti di approvvigionamento del combustibile, così come i contratti di vendita, sono spesso stipulati per lunghi periodi, impedendo così variazioni dei prezzi e aggiustamenti dei livelli produttivi nel breve periodo.

Inoltre nella pratica il prezzo dell'energia elettrica già presenta dei *mark up* rispetto al costo variabile dell'impianto marginale. Tali *mark up* possono essere spiegati e sono talvolta accettati anche dai regolatori per diversi motivi. In primo luogo l'industria elettrica è caratterizzata da elevati costi fissi, per cui il prezzo può contenere una remunerazione della capacità produttiva degli impianti di punta, soprattutto in mercati con margini di ricerca non adeguati. Tali *mark up*, necessari per garantire l'adeguatezza del sistema e quindi la sicurezza delle forniture per i clienti finali, in presenza di mix produttivi non efficienti causa degli extra profitti per i produttori di base (impianti non di punta o impianti idroelettrici). Tali extra profitti possono in alcuni casi già più che compensare i costi opportunità dell'introduzione dei meccanismi di CO<sub>2</sub>: l'introduzione del meccanismo ET non comporterebbe in questo caso alcun aumento di prezzo.

I mercati dell'energia elettrica sono nella maggior parte dei casi mercati altamente concentrati, caratterizzati dalla presenza di un operatore dominante o al più da un oligopolio di poche imprese. Questo sia per motivi storici – la liberalizzazioni elettriche sono relativamente giovani e la maggior parte dei mercati europei era organizzato in monopoli pubblici fino a qualche anno fa – sia economici – la presenza di elevati costi fissi di produzione previene l'ingresso di molti competitori di piccole dimensioni. Il risultato di tale situazione è che in pochi mercati si realizza la condizione essenziale perché si possa parlare di mercato competitivo, ossia quella per cui nessuno dei

partecipanti è in grado di influenzare il livello dei prezzi con i propri comportamenti. Una conseguenza di questa situazione è che molto spesso i prezzi sui mercati elettrici non sono rappresentativi dei costi variabili di produzione, soluzione che si otterrebbe in caso di mercato perfettamente competitivo, ma presentano dei *mark up* che consentono extraprofitti per le imprese di generazione, ulteriori rispetto ai profitti normali assicurati dai mercati competitivi. Anche in questo caso è possibile che tali extraprofitti compensino anche i costi opportunità del meccanismo ET, per cui la sua introduzione non dovrebbe comportare alcun elemento di costo.

Rendono inoltre difficile la previsione esatta dei costi una serie di altri elementi quali:

- le differenze nei costi opportunità tra diversi operatori, che dipendono dalle differenze dei mix tecnologici nel portafoglio produttivo delle aziende;
- le differenze nei costi opportunità con i paesi confinanti che hanno attività di import-export;
- incertezze sul mercato ET, quali ritardi nelle quantificazioni delle emissioni o delle allocazioni gratuite;
- rapida crescita dei costi dei combustibili e quindi dei costi variabili delle imprese.

In sintesi si può affermare che l'introduzione del costo opportunità nei costi variabili di generazione non necessariamente implica un aumento dei prezzi sul mercato all'ingrosso, indipendentemente o meno dalla presenza di allocazione gratuita delle quote.

## **2. IL CASO PRATICO**

Nel capitolo introduttivo è stata sottolineata la validità del modello teorico in concomitanza di mercati elettrici concorrenziali.

In sostanza l'allocazione gratuita dei diritti di emissione introduce un'area di profitto teorica per le imprese elettriche pari al costo opportunità della tecnologia marginale che il mercato raggiungerebbe ai costi variabili di generazione.

Normalmente tuttavia, nei mercati elettrici, le imprese esercitano correntemente dei *mark-up* rispetto ai costi variabili di generazione proprio in relazione al livello di concorrenza del settore.

Con l'introduzione dell'ET si tratta di verificare se e come l'area di profitto delle quote si sommi o si sovrapponga, cioè senza introdurre costi aggiuntivi, ai *mark-up* normalmente realizzati sui mercati.

Il mercato italiano caratterizzato dalla permanenza di un operatore dominante in grado di esercitare il proprio potere di mercato nella durata del primo periodo di applicazione della direttiva (2005-2007) offre un esempio pratico per analizzare il possibile impatto del mercato dei crediti di emissione sui prezzi finali dell'energia elettrica.

## **2.1. Il mercato elettrico in Italia e le implicazioni dell'*emissions trading***

In un mercato caratterizzato da un operatore con una posizione dominante e domanda rigida i prezzi dell'energia elettrica nel lungo periodo rappresentano la strategia di profitto dell'operatore dominante. I suoi obiettivi sono perseguiti attraverso contratti bilaterali, contratti per differenza, mercati secondari e borsa elettrica.

Proprio nelle contrattazioni orarie della borsa elettrica si osserva in maniera evidente come i prezzi marginali del mercato rispecchino strategie di lungo periodo in cui l'operatore dominante persegue i propri obiettivi di profitto attraverso l'esercizio di potere di mercato nelle ore in cui risulta indispensabile a soddisfare la domanda.

E' ragionevole assumere che l'obiettivo di profitto dell'operatore dominante sia massimizzato anche in base a considerazioni di sostenibilità regolatoria, ovvero ad un livello che pur essendo difficilmente quantificabile presupponga l'accettabilità da parte del regolatore.

In questo contesto l'introduzione di una nuova variabile quale la possibilità di inglobare il costo opportunità rappresentato dalla quota di emissione nei prezzi d'offerta, come dovrebbe avvenire in un mercato concorrenziale, non determina necessariamente una modifica degli obiettivi di profitto dell'operatore dominante, già massimizzati.

Nel caso italiano, ad esempio, Enel, qualora stesse perseguendo nella sua strategia d'offerta un obiettivo superiore a quello che gli deriverebbe dall'inclusione del costo opportunità dei crediti, non dovrebbe essere indotta a modificare i propri prezzi in relazione al valore delle quote di emissione.

Eventualmente l'operatore dominante potrebbe essere indotto ad usare il costo opportunità delle quote come argomento per alzare il livello di tolleranza da parte del regolatore il quale tuttavia è perfettamente consapevole che le quote di emissione sono state distribuite a titolo gratuito.

L'allocazione gratuita delle quote dovrebbe avere dunque l'effetto di incrementare i prezzi dell'energia elettrica in maniera direttamente proporzionale al costo opportunità della tecnologia marginale nei soli mercati concorrenziali mentre nei mercati meno concorrenziali potrebbe avere effetti poco evidenti finendo per inglobarsi, senza sommarsi, ai prezzi praticati dagli operatori dominanti.

In maniera del tutto opposta agli esiti di un mercato concorrenziale, nel sistema elettrico nazionale non dovremmo dunque attenderci incrementi nel prezzo finale

dell'energia elettrica per effetto dell'inclusione del valore delle quote negli obiettivi di profitto dell'operatore dominante, mentre potremmo assistere ad un loro incremento qualora l'allocazione iniziale delle quote rispetto al bisogno di copertura delle emissioni da parte di Enel non fosse sufficiente.

Mentre per il 2005 l'eventuale differenza è data dal fatto che il PNA individua le quote in ritardo rispetto all'avvenuta generazione, per gli anni successivi, l'allocazione, basata su ore di produzione e coefficienti di emissione standard per tecnologia, potrebbe non coincidere con i piani di produzione dell'operatore dominante che sarebbe comunque in grado, grazie alla possibilità di scaricare i costi sugli utenti finali, di procedere in base alla propria programmazione.

La conseguente riduzione dei profitti rispetto alle attese spingerebbe l'operatore dominante ad una ridefinizione della strategia nel definire i prezzi d'offerta.

Da questo punto di vista è utile constatare come un'allocazione a pagamento delle quote avrebbe potuto determinare un impatto superiore sui prezzi dell'energia in quanto gli operatori dominanti avrebbero molto probabilmente scaricato il costo di acquisto delle quote sui prezzi finali in quanto costo effettivamente sostenuto.

L'opzione di *policy* proposta in alcuni paesi europei che prevede l'introduzione di una tassa sulla rendita introdotta dalla distribuzione gratuita delle quote è dunque uno strumento che rischierebbe in mercati non concorrenziali caratterizzati da un operatore con forte potere di mercato di determinare aumenti dei prezzi finali.

In un mercato come quello italiano dunque l'impatto sui prezzi sarà con molta probabilità determinato unicamente dal costo reale affrontato dall'operatore dominante. Tale costo è derivato dalla eventuale differenza tra l'allocazione ed il piano di produzione previsto dall'operatore dominante che non sarà particolarmente influenzato dal volume di quote assegnato inizialmente. L'operatore, infatti, sarà in grado di scaricare i costi sul mercato ed i propri *mark-up* saranno comunque superiori al costo opportunità delle quote. Nell'ottica di Enel è possibile ipotizzare uno *switch* di combustibili in base alla flessibilità del proprio parco impianti in relazione al prezzo delle quote senza tuttavia modificare il volume complessivo di generazione previsto nell'anno.

In sintesi è lecito attendersi che il mercato elettrico italiano, in presenza del meccanismo ET:

- non subisca significative variazioni nel caso di un'allocazione di quote equivalente alla necessità dell'operatore dominante;
- registri un incremento dei prezzi d'offerta da parte dell'operatore dominante proporzionale al costo aggiuntivo determinato dall'acquisto delle quote nel caso di un'allocazione insufficiente;

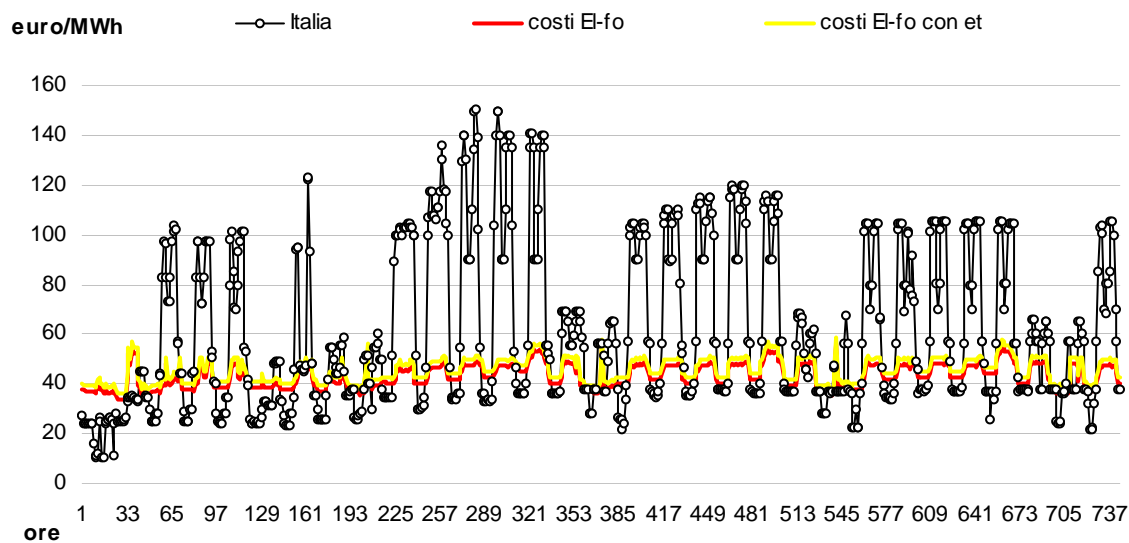
- potrebbe persino mostrare un abbassamento dei prezzi dell'energia elettrica (parte dei profitti sono coperti dalla vendita delle quote e non devono essere recuperati dalla vendita di energia elettrica) nel caso di una sovrallocazione come deterrente per i nuovi entranti.

Rimane tuttavia evidente che in qualsiasi delle tre situazioni, l'obiettivo di profitto dell'operatore dominante deve risultare superiore a quello che si sarebbe determinato in un mercato concorrenziale.

Nei grafici seguenti vengono riportati i prezzi di borsa orari nel gennaio e nel luglio 2005 ovvero in concomitanza di un prezzo delle quote di emissione di 6 e 26 euro a tonnellata con un conseguente impatto di costo opportunità rispettivamente di 2.4 e 10.3 euro/MWh.

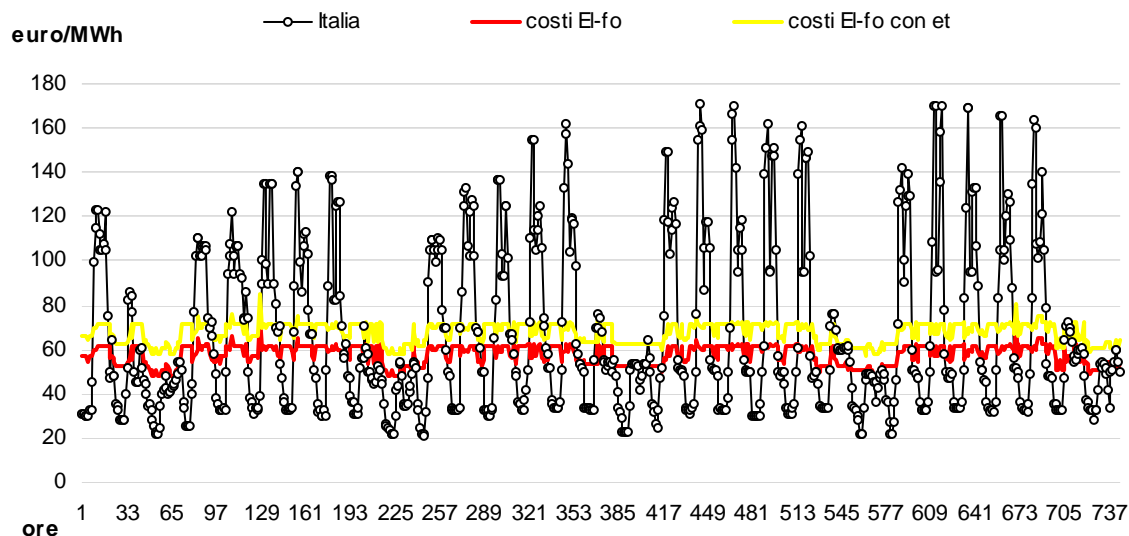
In entrambi i casi i prezzi sembrano essere condizionati dalla strategia dell'operatore dominante e ignorare l'effetto *emission trading*.

**Figura 2.1 - Confronto prezzi orari di borsa e costi variabili con e senza ET gennaio 2005**



Fonte: elaborazioni su dati IpeX e E-f-o

**Figura 2.2 - Confronto prezzi orari di borsa e costi variabili con e senza costo opportunità luglio 2005**

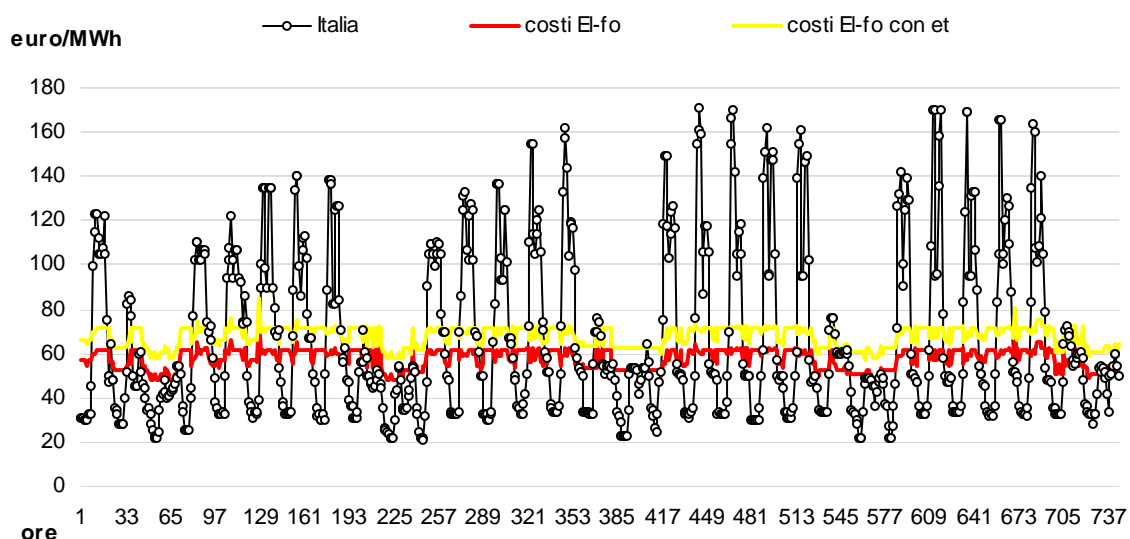


Fonte: elaborazioni su dati Ipx e E-f-o

Analizzando i prezzi di borsa a livello mensile, inglobando gli effetti dei contratti differenziali, è possibile constatare come la strategia di profitto di Enel si mantenga comunque su livelli superiori a quelli garantiti dall'inclusione del costo opportunità nelle offerte.

Negli ultimi mesi dell'anno il forte avvicinamento dei prezzi praticati da Enel e i costi opportunità sembrano significare la sostanziale indifferenza dei prezzi di borsa all'effetto *emissions trading* pur rispettando, anche su base mensile, il vincolo per cui i profitti dell'operatore dominante si mantengono ad un livello superiore a quello che gli sarebbe derivato dalla cessione delle quote.

**Figura 2.2 - Confronto prezzi orari di borsa e costi variabili con e senza costo opportunità luglio 2005**



Fonte: elaborazioni su dati Ipx e E-f-o

Dalla media annuale ponderata dei ricavi da cessione di energia elettrica di Enel in borsa inclusi i contratti differenziali, emerge come l'opportunità del valore delle quote sia ampiamente compresa dai *mark-up* normalmente praticati per soddisfare gli obiettivi di profitto prefissati.

**Tabella 2.1 - Confronto *mark-up* Enel di borsa e El-fo (2005)**

euro/MWh	
Ricavo medio di Enel da prezzi di borsa + differenziali	69.61
Stima costo medio combustibile	38.28
<i>Mark-up</i> di borsa	<b>31.33</b>
Ricavo medio di Enel da prezzi concorrenziali (compresi costi opportunità)	60.04
Stima costo medio combustibile	38.28
<i>Mark-up</i> El-fo	<b>21.76</b>

Fonte: elaborazioni REF su dati Iplex

Tuttavia il *mark-up* di mercato non risulta per tutte le ore dell'anno più remunerativo del costo opportunità delle quote tale da determinare un'indifferenza degli operatori *price takers* nei confronti dell'*emissions trading*.

A seconda della flessibilità degli impianti, del prezzo delle quote, e del differenziale di prezzo tra le ore di alto e di basso carico, l'operatore *price taker* potrebbe decidere di ridefinire la propria disponibilità a seguire l'operatore dominante qualora i *mark-up* del mercato non gli consentissero di coprire il costo opportunità delle quote.

Ad esempio, l'analisi condotta nel 2005 evidenzia che un impianto nuovo a ciclo combinato, non vincolato da contratti differenziali o bilaterali, avrebbe avuto la convenienza a rimanere acceso tutte le settimane dell'anno semplicemente modulando la sua disponibilità da Pmin a Pmax in assenza di *emission trading*, mentre qualora avesse preso in considerazione il prezzo della quota avrebbe avuto l'incentivo a spegnere l'impianto in almeno 11 settimane dell'anno.

Quanto rilevato sembra poter determinare un probabile incremento dei prezzi nelle ore notturne e nei periodi di basso carico (o magari una maggiore propensione all'esportazione) anche se non necessariamente un significativo incremento dei prezzi medi dell'anno. Questo in considerazione sia del fatto che la rilevanza di questo fenomeno potrebbe essere ancora limitata, sia dal fatto che, ma qui molto giocherà la capacità del regolatore di controllare il mercato, i *mark-up* nelle ore di indispensabilità di Enel potrebbero essere comunque proporzionati ai ricavi, o in alcuni casi alle perdite, degli impianti nelle ore vuote.

Sulle ipotesi di costo combustibile sottostanti alle simulazioni condotte, che prevedono un prezzo medio del Brent e tasso di cambio per il biennio 2006-2007 rispettivamente di 66.8 dollari/bbl e 1.22, è possibile fornire una stima del prezzo della quota di emissione nel periodo 2006-2007 nonché identificare il prezzo minimo medio del mercato per lo stesso periodo definito come somma di costi variabili di generazione e costo opportunità della quota dell'impianto marginale.

**Tabella 2.2 - Prezzo dell'energia minimo medio**

	I sem. 2006	II sem. 2006	I sem. 2007	II sem. 2007
Prezzo minimo euro/MWh	64	67	64	65
Prezzo CO2	25	25	25	25
Petrolio euro/bbl	66	67	67	67

Fonte: elaborazioni REF

## 2.2. I meccanismi di trasmissione a valle

La sottoscrizione di contratti sia nel settore dei clienti idonei sia nelle aste con l'acquirente unico di clausole che trattano i costi dell'*emission trading* come esogeni dal prezzo di approvvigionamento sembrano provare come sia abbastanza ben radicato il principio secondo il quale l'operatore dominante non abbia intenzione di incassare i costi opportunità nei prezzi di offerta ma sia comunque intenzionato a scaricare sul consumatore finale eventuali oneri derivanti da un'allocazione insufficiente di quote.

Tale trasferimento, tuttavia, dovrebbe essere contestuale al meccanismo di *emissions trading* e l'eventuale costo aggiuntivo nel corso del 2005 per Enel deriverebbe unicamente da un ritardo nell'applicazione della direttiva da parte del legislatore e non da un costo effettivo di mercato.

Se così fosse Enel avrebbe avuto tutte le opportunità di scaricarlo attraverso il mercato modificando le quantità o i prezzi di cessione. Il fatto che questo non sia avvenuto - la qual cosa non è dimostrabile essendo comunque i profitti stimati dell'operatore dominante superiori a quelli derivanti da un'inclusione totale del costo opportunità delle quote - è esclusivamente imputabile ai ritardi nell'assegnazione delle quote.

Nel caso degli anni successivi al 2005, l'allocazione ad Enel risulta comunque superiore alle previsioni effettuate con El-fo e l'eventuale richiesta di un acconto sui costi dell'*emissions trading* nei contratti di approvvigionamento risulta del tutto infondata. Una volta note le quantità assegnate, infatti, l'*emissions trading* dovrebbe essere integrata nei costi di generazione e non più scorporata attraverso clausole contrattuali.

Eventualmente sarà possibile assistere alla proposta di indici che includano nel prezzo dell'energia gli andamenti del valore della quota.

Da sottolineare che l'imposizione di clausole da parte di Enel che implicano il recupero a piè di lista dei costi effettivamente sostenuti per l'acquisto delle quote, oltre a risultare completamente estranea alle logiche del sistema, si traduce anche in un annullamento degli incentivi che l'UE voleva introdurre con il meccanismo ET.

In primo luogo è noto che le quote sono bancabili, quindi eventuali carenze di quote in un anno potrebbero essere compensate da eccessi negli anni futuri (peraltro previsti, vedi di seguito), quindi non è assolutamente detto che le quote mancanti di Enel siano state effettivamente acquistate sul mercato.

In secondo luogo la possibilità per Enel di recuperare a piè di lista i costi effettivamente sostenuti ha l'effetto di vanificare gli incentivi alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> previsti dal meccanismo. Lo scopo dell'introduzione del meccanismo ET è quello di obbligare le imprese ad internalizzare i costi ambientali delle emissioni nelle loro decisioni di produzione. La certezza di un recupero a piè di lista dei costi sostenuti attraverso apposite clausole contrattuali di fatto implica che l'impresa non ha più alcun incentivo alla minimizzazione delle emissioni.

La incompatibilità di meccanismi di recupero a valle dei costi di emissione rispetto agli obiettivi della Commissione Europea è dimostrata anche dal fatto che i meccanismi di allocazione gratuita con aggiustamento *ex-post*, proposti in alcuni PNA nazionali (tra cui quello italiano) sono stati decisamente rifiutati dalla Commissione stessa. L'aggiustamento *ex-post* consentiva di allocare le quote gratuite, in settori particolarmente esposti al rischio di aumenti di prezzo, non in base alle emissioni storiche o stimate (come avviene nel settore elettrico italiano) bensì in base alle emissioni effettive. Tale eventualità avrebbe di fatto da un lato

### 3. IL MERCATO ELETTRICO E QUOTE NEL 2005-2007

Nei paragrafi seguenti vengono illustrati i risultati di tre simulazioni del mercato elettrico nazionale in termini di energia elettrica prodotta e di emissioni attese.

Per ciascun anno vengono stimate le quote di generazione dei primi 5 operatori del mercato elettrico e le relative stime di emissioni. I volumi sono paragonati con le quote di allocazione del PNA.

#### 3.1. I risultati per il 2005<sup>1</sup>

Per l'anno 2005 il confronto tra le quote allocate dal PNA pubblicato nel novembre 2005 e le quote di emissione stimate da EI-fo è accompagnato dalle emissioni effettive registrate nel 2004.

L'allocazione delle quote per il 2005 relative ai maggiori operatori è molto simile alle emissioni effettive del 2004 ad eccezione di Enel, la cui allocazione risulta sensibilmente inferiore al livello registrato l'anno scorso.

Le motivazioni di una simile riduzione possono essere imputate alle regole riguardanti la chiusura di impianti, alla nuova metodologia di calcolo per la definizione della potenza efficiente degli impianti, alla quale viene sottratto il valore inferiore di potenza indisponibile nel triennio precedente, particolarmente gravosa per Enel, e alla sovrastima delle ore di funzionamento degli impianti a ciclo a vapore alimentati a gas e olio.

L'assegnazione delle quote per il 2005, sia a confronto con le stime EI-fo sia nel confronto con i dati di bilancio di Enel per i primi 9 mesi dell'anno 2005, sembra avere sottostimato le esigenze dell'operatore dominante in circa 4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Le differenze più significative tra le quote allocate e le emissioni stimate da EI-fo riguardano le centrali di Porto Tolle (-1.4 MtCO<sub>2</sub>), Torrevaldaliga Nord (+3 MtCO<sub>2</sub>), Termini Imerese (-3 MtCO<sub>2</sub>), Rossano (+1 MtCO<sub>2</sub>) e Montalto di Castro (+1 MtCO<sub>2</sub>).

Per la centrale di Torrevaldaliga Nord in particolare si riscontra una significativa differenza tra le quote allocate e quelle stimate da EI-fo. La differenza nasce dal fatto che mentre EI-fo attribuisce all'impianto in chiusura nel corso dell'anno esclusivamente le quote che fanno riferimento ad una produzione reale, il PNA sembra lasciare alla

---

<sup>1</sup> I dati riguardanti le quote allocate, presentati in questo e nei successivi capitoli, si riferiscono allo Schema di decisione di assegnazione pubblicato nel novembre 2005 e non tengono perciò conto delle modifiche apportate dalla stesura definitiva del Piano avvenuta con decreto nel febbraio 2006. I risultati riportati nel lavoro non sono comunque invalidati dalla pubblicazione del nuovo PNA che modifica solo marginalmente le assegnazioni delle quote.

proprietà dell'impianto tutta l'allocazione delle quote in coincidenza di una minima generazione durante l'anno.

I dati previsionali di generazione di Enel, fondati sul rapporto ufficiale di produzione nei primi nove mesi del 2005, confermano una sostanziale sintonia con la stima di sottoallocazione.

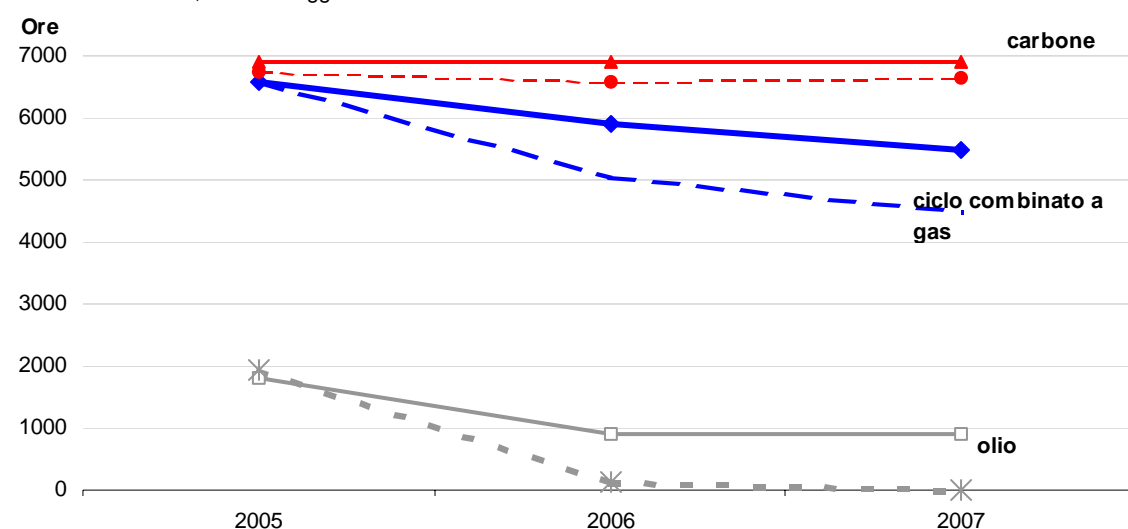
Contestualmente sembra essersi verificata una sovrallocazione nel caso di Edipower, Endesa e Tirreno Power.

In questo caso la sovrallocazione rispetto alle stime di EI-fo è da addebitarsi a diverse assunzioni relativamente al funzionamento orario degli impianti alimentati ad olio combustibile, dei cicli combinati di vecchia generazione, che nel PNA sono accomunati ai cicli combinati di nuova generazione, e dai cicli integrati fortemente penalizzati nell'ordine di merito economico nelle simulazioni. In qualche caso, infine, alcune delle differenze maggiormente rilevanti sono da attribuirsi alla clausola del PNA in base alla quale per determinati impianti in particolari condizioni di rete viene assegnato un funzionamento orario doppio rispetto ad impianti di pari tecnologia. Gli eventuali limiti di rete non hanno determinato in EI-fo un funzionamento orario altrettanto elevato.

Nel grafico seguente viene riportata la previsione di funzionamento annuo delle tre tecnologie maggiormente rilevanti nel mercato. Si riscontra un sostanziale allineamento tra le assegnazioni PNA e previsioni EI-fo per i cicli a vapore a carbone, mentre si riscontra una certa differenza nel funzionamento dei cicli combinati. In particolare la tendenza alla generazione oraria di tutti i cicli combinati presenti in EI-fo risulta inferiore alle assegnazioni del PNA. Infine il modello di simulazione stima il sostanziale abbandono della generazione ad olio combustibile nei prossimi anni.

**Figura 3.1 - Ore medie di funzionamento**

linea continua=PNA, linea tratteggiata=EI-fo



Fonte: Schema di decisione di assegnazione, EI-fo

Per quanto riguarda Edipower ed Endesa il modello stima una sovrallocazione per il 2005 di 5.4 MtCO<sub>2</sub> e di 1.6 MtCO<sub>2</sub> rispettivamente.

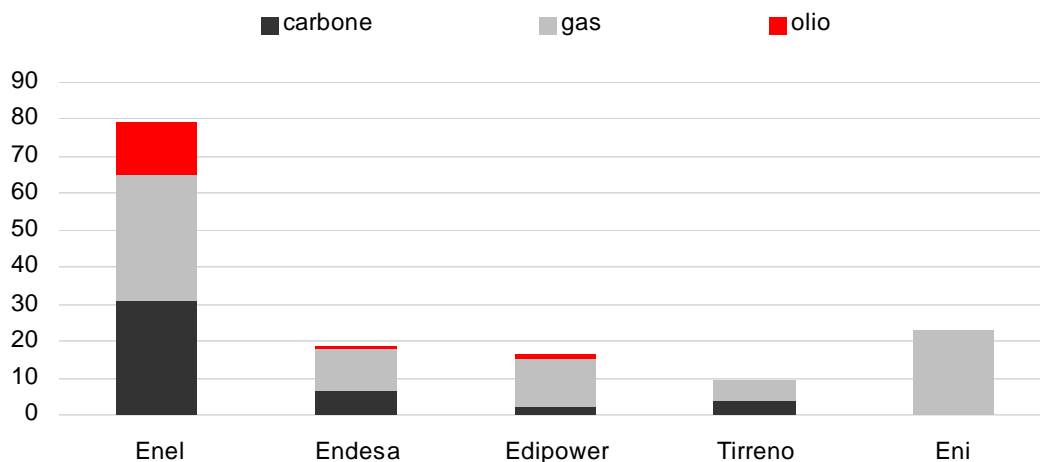
Le maggiori differenze sono dovute a San Filippo del Mela (+2.3 MtCO<sub>2</sub>), Brindisi (+1.5 MtCO<sub>2</sub>), Turbigo (+1.1 MtCO<sub>2</sub>). In questo caso le differenze sembrano imputabili sia alle assunzioni relative alle centrali ad olio che ad assegnazioni influenzate da ipotesi di vincoli di rete.

Anche per quanto riguarda Tirreno Power sembra determinarsi un eccesso di quote per il 2005 di 0.7 MtCO<sub>2</sub> interamente dovute al numero di ore di funzionamento di Torrevaldaliga Sud, più basse di circa la metà rispetto a quelle previste dal PNA.

In ultimo, per quanto riguarda Eni le assegnazioni PNA sono allineate a quelle di El-fo, la presenza di impianti abbinati a processi di produzione e di impianti di cogenerazione ne permette una più facile stima.

La figura 3.2 riporta le previsioni di generazione per combustibile dei principali operatori.

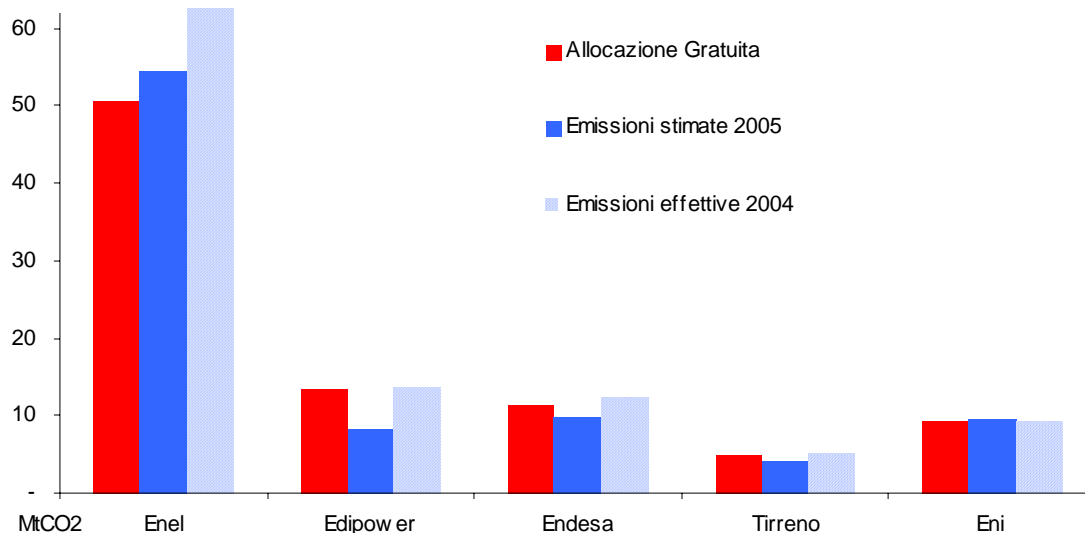
**Figura 3.2 - Produzione termoelettrica\* stimata per operatore - Anno 2005**  
(TWh)



\* al netto CIP6

Fonte: El-fo

**Figura 3.3 - Confronto quote assegnate PNA, emissioni stimate EI-fo - Anno 2005**



Fonte: Schema di decisione di assegnazione, E-fo

In conclusione per Enel il nuovo PNA ha determinato una riduzione delle quote assegnate rispetto al PNA presentato nel luglio 2005 calcolato in circa 3,95 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. Al contrario gli altri maggiori operatori hanno assistito ad un incremento delle quote loro assegnate, nonostante il piano di allocazione abbia ridotto i crediti per il settore elettrico di circa 15 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> rispetto alla revisione del piano pubblicata nel febbraio 2005.

Considerando un prezzo medio delle quote di emissione nell'anno 2005 (marzo-dicembre) di 20,36 euro/tonnCO<sub>2</sub>, il costo per Enel per compensare le emissioni in eccesso è stimabile in 80 milioni di euro corrispondente ad un aggravio di 0,98 euro/MWh sulla produzione termoelettrica e di 0,71 euro/MWh considerando anche la generazione idroelettrica.

### **3.2. I risultati per il 2006**

Nel confronto tra le assegnazioni PNA per il 2006 e le emissioni stimate si riscontra una sovrallocazione per tutti i maggiori operatori del settore elettrico con l'eccezione di Eni.

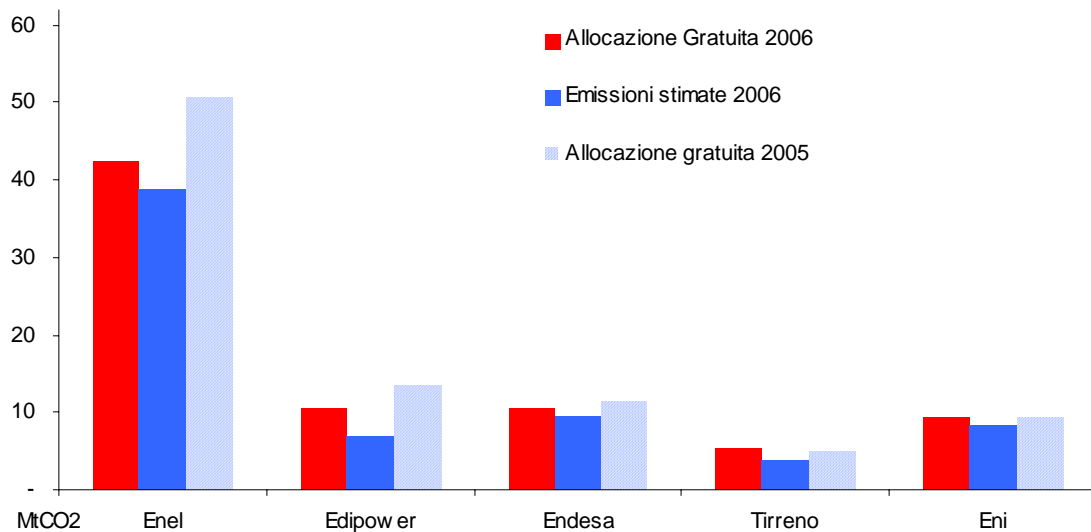
In particolare, contrariamente al 2005, Enel sembra beneficiare del meccanismo di allocazione registrando un eccesso di quote stimato in 3,5 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

Gran parte della differenza è imputabile all'ipotesi di chiusura di tutte le unità di Porto Tolle e di TorreValdaliga Nord e parte alle sovraccitate differenti assunzioni relative alla

sostituzione degli impianti ad olio combustibile ed al minor funzionamento degli impianti a ciclo combinato.

Il PNA prevede la restituzione delle quote in caso di chiusura, tuttavia non sono chiare le modalità di riconsegna delle quote in caso di generazione irrilevante durante l'anno. Il piano di allocazione, preso alla lettera, sembra permettere all'operatore elettrico di conservare la proprietà delle quote.

**Figura 3.4 - Confronto quote assegnate PNA, emissioni stimate EI-fo - Anno 2006**

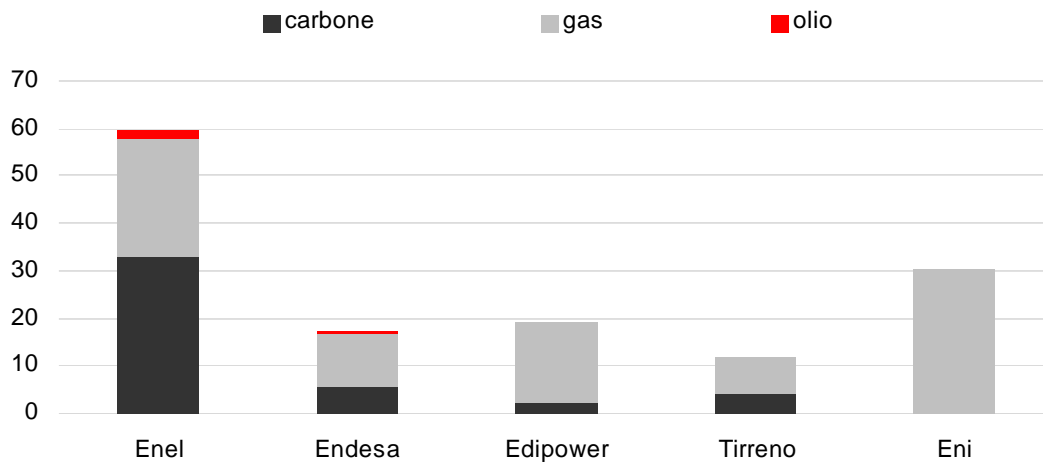


Fonte: Schema di decisione di assegnazione, EI-fo

Per tale motivo nel confronto tra il piano di allocazione e le stime di EI-fo sono state attribuite all'operatore elettrico le quote allocate anche in caso di brevi periodi di generazione.

La figura seguente riporta le previsioni di generazione per combustibile per i principali produttori.

**Figura 3.5 - Produzione termoelettrica\* stimata per operatore - Anno 2006**  
(TWh)



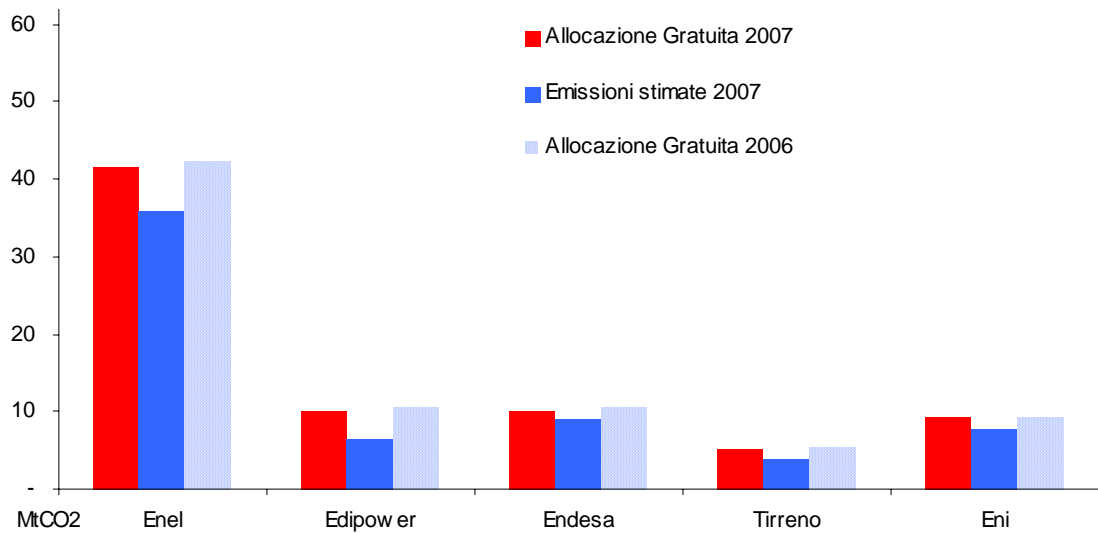
\* al netto CIP6  
Fonte: El-fo

### 3.3. I risultati per il 2007

Nel confronto 2007 le quote assegnate dovrebbero continuare ad essere superiori alle emissioni prodotte per tutti i principali operatori del mercato elettrico italiano, anche tenendo conto delle quote da restituire per la chiusura di impianti (circa 3 MtonnCO<sub>2</sub> per le chiusure di Porto Tolle e Torrevaldaliga Nord di Enel).

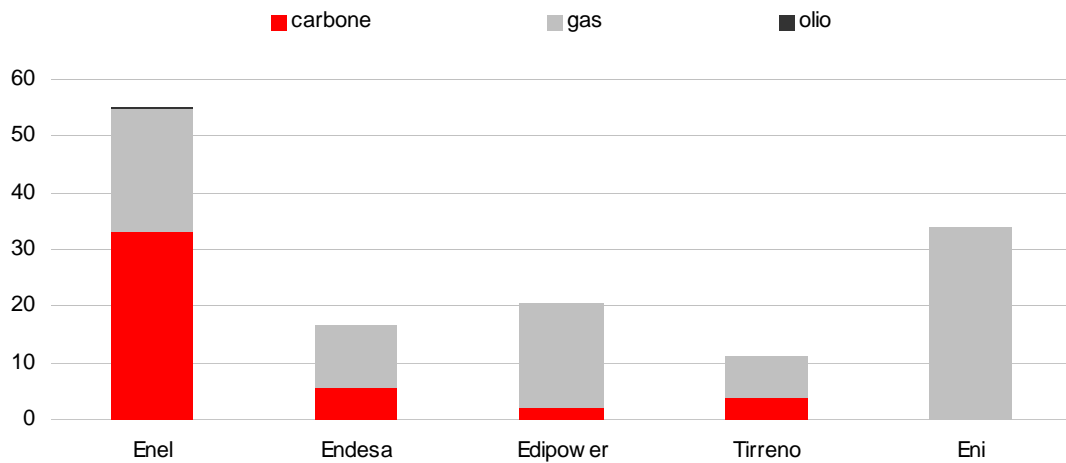
Ciò è dovuto alle previsioni da parte di El-fo di *load factors* sensibilmente inferiori alle ore previste di funzionamento degli impianti in base alle quali sono state assegnate le quote. Per il 2007 pesa in maniera particolare la completa sostituzione degli impianti ad olio combustibile per tutti i maggiori produttori. In quest'anno sembra emergere una sovrallocazione anche per Eni in considerazione di una generale sovracapacità, confermata dai 40 Mtonn/CO<sub>2</sub> della riserva che sembra ridurre il carico annuo degli impianti di cogenerazione.

**Figura 3.6 - Produzione termoelettrica\* stimata per operatore - Anno 2007**  
(TWh)



Fonte: Schema di decisione di assegnazione, E-f

**Figura 3.7 - Produzione termoelettrica\* stimata per operatore - Anno 2007**  
(TWh)



\* al netto CIP6

Fonte: E-f

### 3.4. Sintesi del triennio 2005-2007

La tabella seguente riporta i volumi di assegnazione nel triennio confrontati con le stime di emissione calcolate da El-fo.

**Tabella 3.3 - Confronto PNA simulazioni El-fo 2005-2007; tonnellate di CO2**

Operatore	Quote assegnate nel triennio PNA novembre	Quote incerte per ipotesi di chiusura	Emissioni stimate da El-fo nel triennio	Differenza allocazione – stima
Enel	134,372,332	2,990,239	129,124,055	2,258,038
Edipower	34,202,563	356,340	21,780,426	12,065,797
Endesa	32,186,349		28,556,068	3,630,281
Eni	28,179,084		25,774,383 (compresa cogen)	2,404,701
Tirreno Power	15,513,237	144,486	12,214,694	3,154,057
<b>Totale</b>	<b>244,453,565</b>	<b>3,491,065</b>	<b>217,449,626</b>	<b>23,512,874</b>

Fonte: El-fo e schema di decisione di assegnazione novembre 2005

Nella tabella conclusiva è proposta una sintesi delle stime di emissione nel triennio di El-fo con quelle del PNA relative a tutto il settore elettrico. Alle emissioni dei maggiori produttori vengono sommate le emissioni degli altri operatori di mercato, le emissioni imputabili ai CIP6 e quelle degli autoproduttori. Per queste ultime categorie non è possibile identificare l'attribuzione ministeriale.

Tuttavia è possibile constatare che per gli impianti CIP6 non cogenerativi, per i quali l'allocazione ha proceduto con una metodologia di riconoscimento delle quote in base al criterio storico delle emissioni registrate dagli impianti, le tabelle del PNA attribuiscono un carico orario inferiore a quello normalmente registrato sul mercato e imputato in El-fo.

La stima delle emissioni CIP6 di El-fo non include la componente calore, che viene recuperata con una voce a parte di seguito, mentre è inclusa nelle stime del PNA.

Infine per El-fo viene aggiunta una quota di crediti relativa al calore prodotto da impianti in cogenerazione non stimata dal modello elettrico e nella colonna del PNA una quota riferita alla categoria "altri impianti di produzione" in cui sono raccolti molte unità generative che autoconsumano oltre il 50% della loro produzione. La stima giunge ad un'allocazione sostanzialmente equivalente a quella del PNA.

**Tabella 3.4 - Bilancio emissioni 2005-2007 PNA ed EI-fo; tonnellate di CO2**

	EI-fo totale triennio	PNA totale triennio		Differenza
			Di cui imputabili a possibili chiusure	
Emissioni maggiori operatori	217,449,626	244,453,356	3,491,065	23,512,665
Emissioni altri operatori a mercato	50,612,778	108,846,644		-5,117,134
Emissioni CIP6	63,351,000			
Emissioni autoproduttori; Emissioni da altri impianti di combustione	27,445,000	38,000,000		-18,945,000
Emissioni calore non compreso nelle categorie precedenti	29,500,000			
Emissioni riserva	40,000,000	40,000,000		-
<b>Totale</b>	<b>428,358,404</b>	<b>431,300,000</b>	<b>3,491,065</b>	<b>-549,469</b>

Fonte: EI-fo e schema di decisione di assegnazione novembre 2005

#### 4. CONCLUSIONI

Il mercato elettrico italiano non dovrebbe subire particolari influenze in termini di incrementi di prezzo da parte dell'adozione della direttiva sull'*emissions trading*.

Gli aumenti associati all'*emissions trading* infatti sono inevitabili in mercati concorrenziali ma non sono altrettanto scontati e giustificati da un punto di vista economico in mercati dove il prezzo dell'energia è definito dalla strategia di profitto dell'operatore dominante.

Sino a quando l'area di profitto di Enel non è intaccata da un'allocazione insufficiente di quote non è giustificato un aumento dei prezzi di offerta in ragione del costo opportunità della quota.

Le valutazioni effettuate con il modello EI-fo portano a credere che, con l'eccezione del 2005, nel caso di Enel le allocazioni nel triennio siano sufficienti a coprire le emissioni del mercato elettrico.

Nella valutazione dei tre anni Enel sembra avvantaggiarsi, in termini di quote assegnate, dal piano di allocazione.

Il costo sostenuto nel 2005, valutato in 1.53 eurocents/kWh considerando la produzione complessiva della società, sembra infatti in parte compensarsi con le stimate sovrallocazioni negli anni successivi. Tale costo è imputabile unicamente ad un ritardo nell'assegnazione delle quote in quanto l'incertezza riguardo l'ammontare delle quote potrebbe portare a condotte opportunistiche da parte di alcuni operatori.

L'indeterminatezza del volume complessivo di quote assegnate, oltre ad essere particolarmente evidente in Italia dove nei primi mesi del 2006 non è stato ancora approvato in via definitiva il piano nazionale di allocazione, è uno dei fattori di maggiore incertezza del mercato europeo dei crediti di emissione.

I ritardi nell'approvazione dei piani nazionali in molti paesi sommati alla novità del mercato sopranazionale di beni ambientali più esteso del mondo ed alla difficile stima di previsione della domanda effettiva di crediti per tutti i settori, rendono ad oggi il mercato dell'*emissions trading* ancora poco liquido.

Il valore delle quote nel primo anno si è legato al prezzo internazionale del petrolio. La correlazione riscontrata tra il prezzo delle quote e quello del Brent rispecchia il differenziale di prezzo tra il gas naturale ed il carbone e sta ad indicare il costo della strategia di sostituzione dei combustibile fossile con il gas naturale negli impianti di generazione termoelettrica.

L'allocazione gratuita delle quote, nei mercati concorrenziali, determinerà un *mark-up* nei prezzi di offerta proporzionale al costo opportunità delle quote. Tale *mark-up* è ancora difficilmente rilevabile nei mercati elettrici:

- da un lato perché questi sono ancora scarsamente competitivi;
- dall'altro perché il mercato dell'*emissions trading*, ancora incerto nella sua domanda effettiva di crediti, non rappresenta nei fatti un'opportunità altrettanto credibile a quella costituita dai mercati elettrici.

Tuttavia già nel mercato elettrico italiano, dove abbiamo visto che il *mark-up* dell'operatore dominante è ampiamente più remunerativo del costo opportunità della quota, un impianto a ciclo combinato avrebbe comunque la convenienza a non seguire la strategia dell'operatore dominante, sebbene ancora in periodi molto limitati dell'anno. Questo potrebbe determinare un incremento dei prezzi nelle ore con minore carico ma non necessariamente un significativo incremento sui prezzi finali dell'energia elettrica.

## APPENDICE. IL PREZZO DELLE QUOTE: ALCUNE NOTAZIONI TEORICHE ED I PRIMI DATI

### 1. Il costo di sostituzione del carbone con il gas naturale come prezzo di riferimento di una quota di CO2

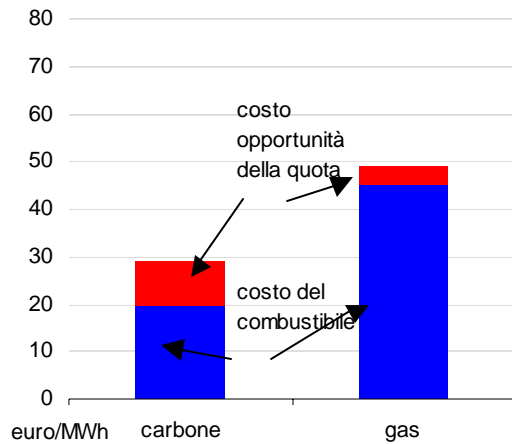
L'equazione (6) mostra come l'introduzione del meccanismo EU ETS comporti, oltre alla variazione di costo da  $c(\mu(max))$  a  $c(\mu^o)$ , una variazione dei costi variabili di produzione pari al prezzo della quota per il fattore di emissione.

Ad esempio considerando un prezzo della quota pari a 10 euro/tonnCO2, il fattore di emissione di un CCGT pari a 0.396 tonnCO2/MWh ed il fattore di emissione di un impianto a carbone pari a 0.913 tonnCO2/MWh, il costo opportunità da internalizzare nei costi variabili di produzione è di  $10 \cdot 0.396 = 3.96$  euro/MWh e  $10 \cdot 0.913 = 9.13$  euro/MWh rispettivamente. Per un'impresa di produzione elettrica la variazione di costo da  $c(\mu(max))$  a  $c(\mu^o)$ , dovuta all'aumento del prezzo delle quote, non è "continua" in  $t$  come rappresentato nella figura 2. Il fattore di emissione è strettamente vincolato alla tecnologia utilizzata: la riduzione delle emissioni per unità prodotta avviene principalmente attraverso la sostituzione dell'impianto di generazione, ad esempio dagli impianti ad olio combustibile o carbone ai meno inquinanti impianti a gas naturale.

La variazione del livello di emissione del settore elettrico è quindi "discreta" nel senso che per valori sotto una certa soglia del prezzo della quota la variazione delle emissioni è pressoché nulla mentre sarà consistente una volta superato quel valore. Evidentemente oltre al prezzo della quota il costo di sostituzione sarà determinato dal differenziale di prezzo tra i due combustibili che si vogliono sostituire.

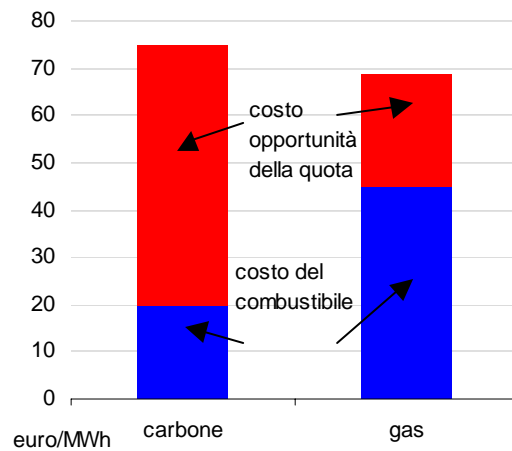
L'abbattimento delle emissioni infatti coincide con l'incentivo dell'impresa a produrre un MWh con il gas naturale al posto del carbone ovvero quando il costo variabile del gas naturale è inferiore a quello del carbone, dove per costo variabile, questa volta, dobbiamo intendere la somma del costo della materia prima e del costo opportunità della quota. La figura mostra la variazione dei costi variabili di produzione in funzione del prezzo della quota.

**Figura 1 A - Costo variabile di produzione**  
prezzo quota=10 euro/tonnCO2



Fonte: elaborazioni REF

**Figura 1 B - Costo variabile di produzione**  
prezzo quota=60 euro/tonnCO2



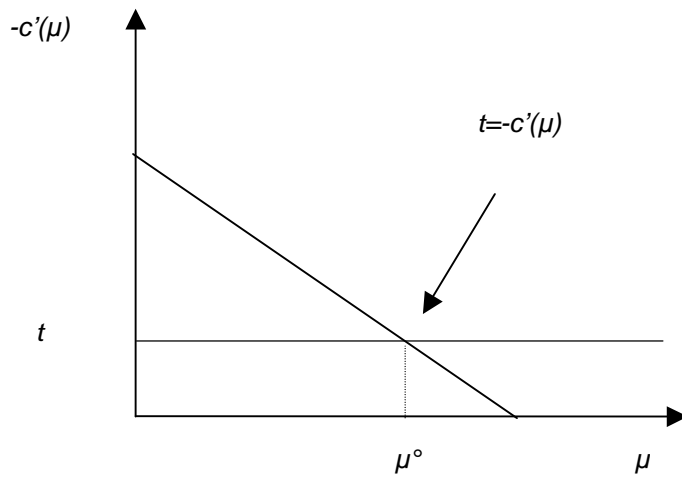
Fonte: elaborazioni REF

Nell'esempio riportato solo quando il prezzo della quota supera il valore di 48 euro/tonnCO2 il costo variabile di produzione del carbone supera quello di un ciclo combinato a gas naturale, generando un effetto sostituzione tra le due tecnologie in favore del meno inquinante gas naturale.

## 2. Il mercato delle quote

Possiamo pensare all'equazione (5) come alla funzione di domanda di quote da parte dell'impresa: per ogni livello del prezzo delle quote  $t$ , la soluzione dell'equazione ci dice qual è il livello ottimo di emissioni scelto dall'impresa e quindi le quote domandate dall'impresa per coprire tali emissioni. Graficamente l'equazione (5) può essere così rappresentata:

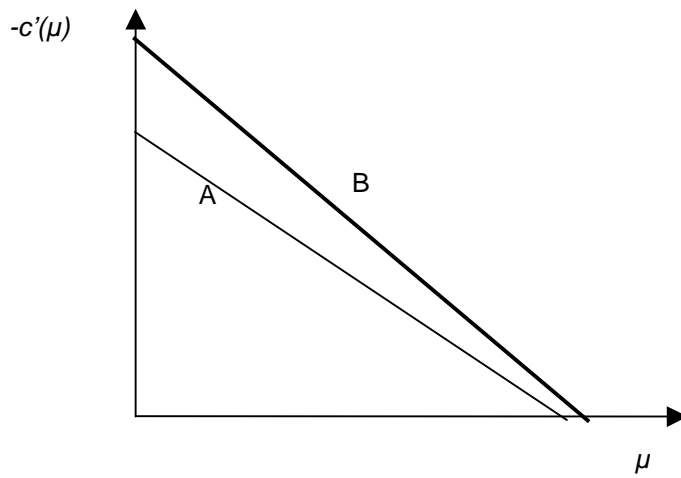
**Figura 2 – Domanda quote**



Fonte: elaborazioni REF

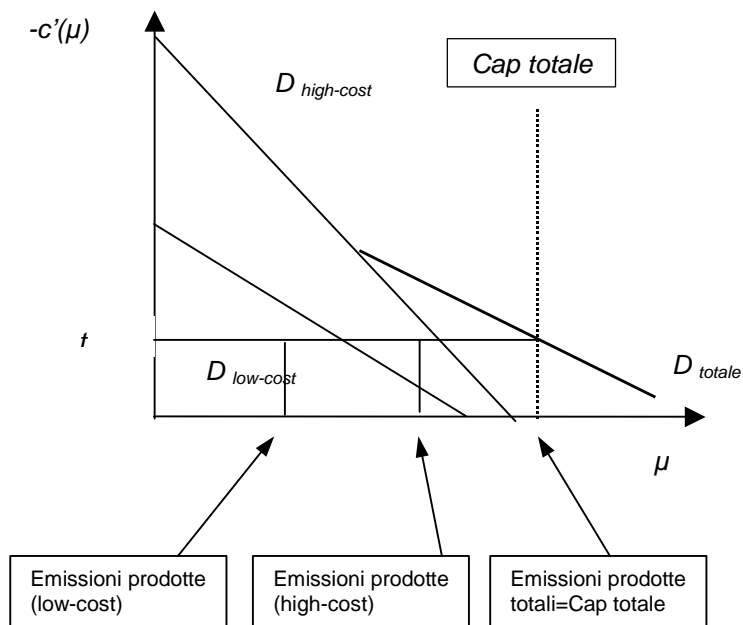
Se ipotizziamo che il mercato delle quote sia composto da due sole imprese A e B, dove B ha i costi marginali di abbattimento più elevati rispetto ad A (**figura 2**), il prezzo dei permessi di emissione è determinato dall'intersezione della domanda totale di quote e il *cap* totale, quest'ultimo determinato dalla somma di tutte le quote gratuite assegnate per tutti i paesi europei e per tutti i settori (**figura 3**).

**Figura 3 – Un'impresa con costi di abbattimento più alti (B)**



Fonte: elaborazioni REF

**Figura 4 – Domanda quote**

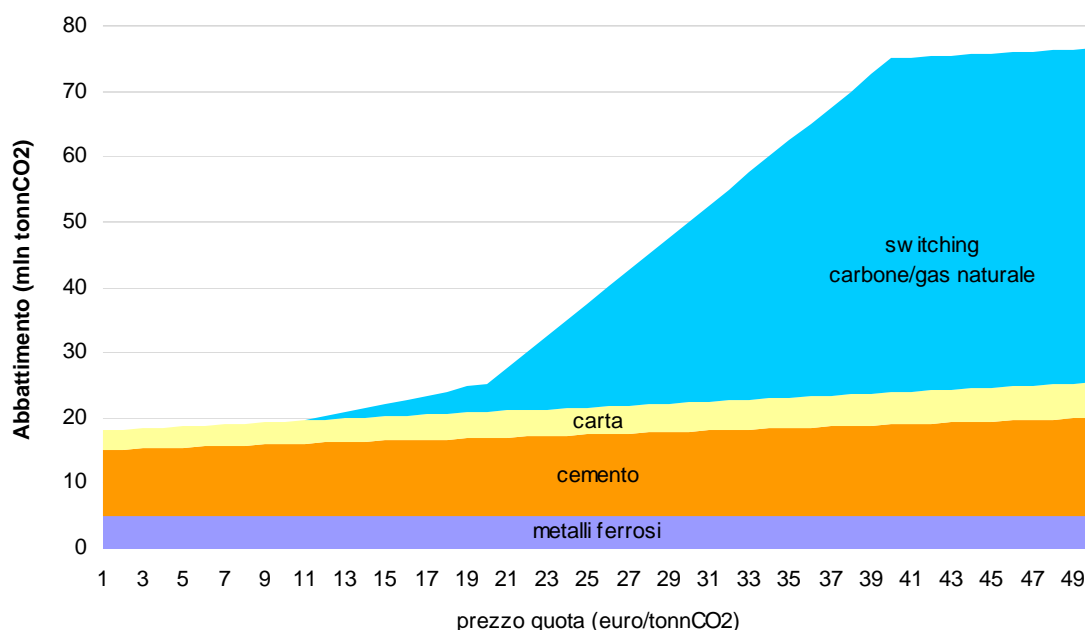


Fonte: elaborazioni REF

La funzione  $D(totale)$  è ottenuta sommando, per ogni dato prezzo delle quote, la quantità di quote domandata da ciascuna impresa per coprire le proprie emissioni. L'incontro tra il *cap* (determinato dalla somma delle quote allocate dai singoli PNA) e la domanda totale determina il prezzo di mercato delle quote.

Il prezzo delle quote dunque è determinato dai costi marginali di abbattimento delle imprese coinvolte nel meccanismo EU ETS e da quanto il *cap* totale è stringente, ovvero da quanto l'assegnazione finale delle quote a tutti i settori di tutti gli stati membri sia inferiore alla domanda di quote complessiva. Un'affermazione, quest'ultima, necessaria al funzionamento dell'*emission trading* ma non scontata data la complessità del meccanismo di allocazione, i ritardi dello stesso, gli interessi nazionali, le difficoltà oggettive di valutazione dei cicli economici di settori tra loro diversi e diversi da paese a paese. Per quanto riguarda l'ipotesi di costo marginale di abbattimento, invece, il prezzo delle quote nel primo anno di contrattazione sembra avere seguito il costo di sostituzione del carbone con il gas naturale nel settore elettrico. Data la rilevanza di questo settore all'interno del meccanismo ET (le emissioni del settore elettrico europeo sono responsabili di oltre il 50% di tutte le emissioni coperte dalla Direttiva 2003/87/CE), esso fornisce l'unico riferimento di prezzo attendibile. E' infatti lecito attendersi che sarà il settore elettrico a ridurre le emissioni per rispettare il *cap* di quote assegnate. Dunque il prezzo delle quote dovrà essere tale da rendere conveniente la produzione di un kWh a gas naturale rispetto al carbone cioè dovrà essere almeno pari al costo di abbattimento delle emissioni nel settore elettrico, ovvero al costo di sostituzione gas/carbone. In termini di abbattimento delle emissioni, la situazione dei diversi settori europei partecipanti al sistema ET può essere così immaginata:

**Figura 5 - Abbattimento settoriale emissioni CO2**



Fonte: elaborazioni REF

La figura mostra che:

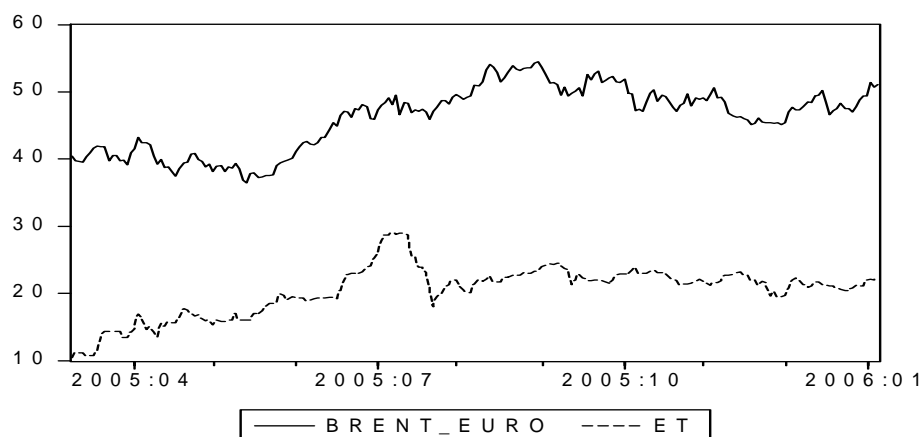
- ✓ Il settore elettrico è il settore marginale nel senso che ha il costo marginale di abbattimento più elevato;
- ✓ il contributo all'abbattimento delle emissioni del settore elettrico risulta più sensibile al prezzo delle quote rispetto agli altri settori (all'interno del sistema europeo il costo di sostituzione carbone/gas naturale varia in relazione ai diversi costi d'acquisto del carbone e del gas naturale nonché all'efficienza delle diverse tecnologie);
- ✓ la rilevanza del settore elettrico in termini di possibilità di abbattimento di emissioni.

L'ipotesi che il costo di *switching* del carbone con il gas naturale sia la variabile determinante del prezzo delle quote può essere testata empiricamente verificando che vi sia correlazione tra prezzo delle quote e costo di sostituzione gas/carbone, ovvero, assumendo prezzi del carbone costanti, che vi sia correlazione tra prezzo delle quote e prezzo del petrolio al quale il costo del gas è strettamente legato.

Il confronto gas-carbone è valido per gran parte dei paesi europei dove le due fonti sono effettivamente sostituibili. La generale sovracapacità di potenza disponibile a carbone, ad esempio in UK, Germania, Spagna e la crescente disponibilità di cicli combinati rende le due tecnologie sostituibili in diversi periodi di carico in cui il differenziale dei costi di generazione non è così marcato.

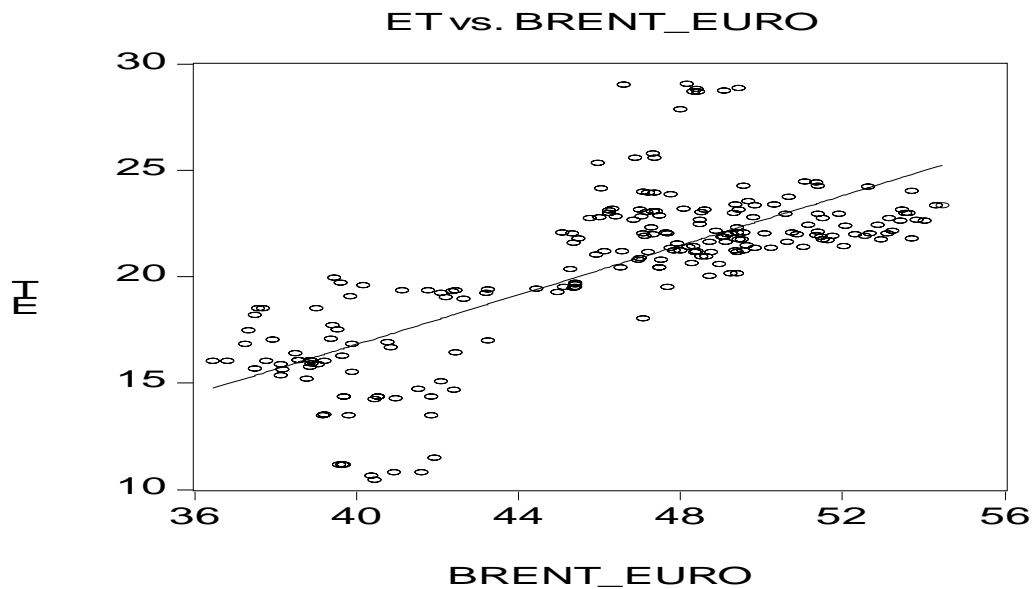
In Italia, al contrario, tale confronto non è particolarmente indicativo dal momento che da un lato il gas naturale è ancora in sostituzione delle centrali ad olio combustibile e dall'altro è già utilizzato nelle ore di basso carico. Il seguente grafico mostra l'andamento del prezzo dei permessi di emissione e Brent nel periodo compreso tra il 9 marzo 2005 (inizio delle quotazioni spot) e il 5 gennaio 2006:

**Figura 6 - Andamento prezzo della quota e Brent**



Fonte: Datastream

Figura 7 - Correlazione prezzo quota (euro/tonnCO2) e Brent (euro/bbl)



Fonte: elaborazioni REF su dati Datastream

Una semplice regressione tra queste due variabili mostra la significatività del prezzo del Brent nello spiegare il prezzo delle quote, particolarmente da fine luglio in poi.

E' probabile quindi che il costo di sostituzione del settore elettrico sia effettivamente stata la variabile determinante del prezzo delle quote e lo sarà ancora nei prossimi anni. Successivamente il prezzo delle quote sarà influenzato dalla valutazione relativa all'effettiva necessità delle imprese di acquistare un maggior numero di quote rispetto all'allocazione e quindi dagli obiettivi di riduzione imposti alle imprese partecipanti al meccanismo EU ETS. Il profitto derivante dall'allocazione gratuita iniziale delle quote (tA) è infatti annullato dall'ipotesi di domanda nulla di crediti di emissione ovvero qualora le quote allocate siano superiori alle emissioni dello scenario *business as usual* in quanto il prezzo della quota in equilibrio sarebbe 0.

Nel mercato di lungo periodo sarà di fondamentale importanza tenere in conto:

- 1) la naturale evoluzione dei settori, in particolare del termoelettrico per effetto dell'introduzione di tecnologie più efficienti;
- 2) l'evoluzione della domanda elettrica anche in relazione all'efficacia delle politiche per la promozione dell'efficienza elettrica negli usi finali e la promozione delle fonti rinnovabili;
- 3) L'eventuale allargamento delle reti di interconnessioni con la Russia ed i Balcani e la conseguente modifica dei volumi di scambio di energia elettrica;

- 4) L'andamento dei fondamentali in tutti i settori della direttiva;
- 5) La quantità di quote ottenute attraverso la conversione dei crediti derivanti dagli altri due meccanismi flessibili previsti dal protocollo di Kyoto: CDM (Clean Development Mechanism) e JI (Joint Implementation). In base alla Direttiva europea "Linking" infatti è possibile importare i crediti generati da questi progetti nel sistema di scambio europeo. I dati pubblicati nel rapporto "State and Trends of the Carbon Market 2005" della Banca Mondiale indicano che il valore medio dei crediti generati dai progetti CDM nel periodo gennaio 2004-aprile 2005 è stato di 5.63 dollari.
- 6) 6) le valutazioni delle imprese nelle strategie da adottare per influenzare il regolatore sulle modalità e le quantità di quote da allocare nel secondo periodo di *emission trading* 2008-2012. E' evidente infatti, e questo spiega molta della fretta della Commissione nel rendere applicativa la direttiva entro il 2005, che il primo periodo di allocazione serve da collaudo del meccanismo di ET in attesa del primo periodo di compliance del protocollo di Kyoto 2008-2012.

Per quanto riguarda invece la correlazione positiva che si dovrebbe osservare tra prezzi dell'energia e prezzo delle quote, l'analisi statistica risulta complicata dall'alta correlazione osservata tra il prezzo delle quote e Brent per cui risulta difficile scorporare il contributo del costo opportunità della quota sul prezzo dell'elettricità. Come mostrano i seguenti grafici infatti, l'eventuale correlazione positiva tra prezzi dell'elettricità e prezzi delle quote di emissione potrebbe essere dovuta alla correlazione tra i prezzi dell'energia elettrica e il Brent.

**Figura 8 - Correlazione prezzi energia borsa francese e Brent**

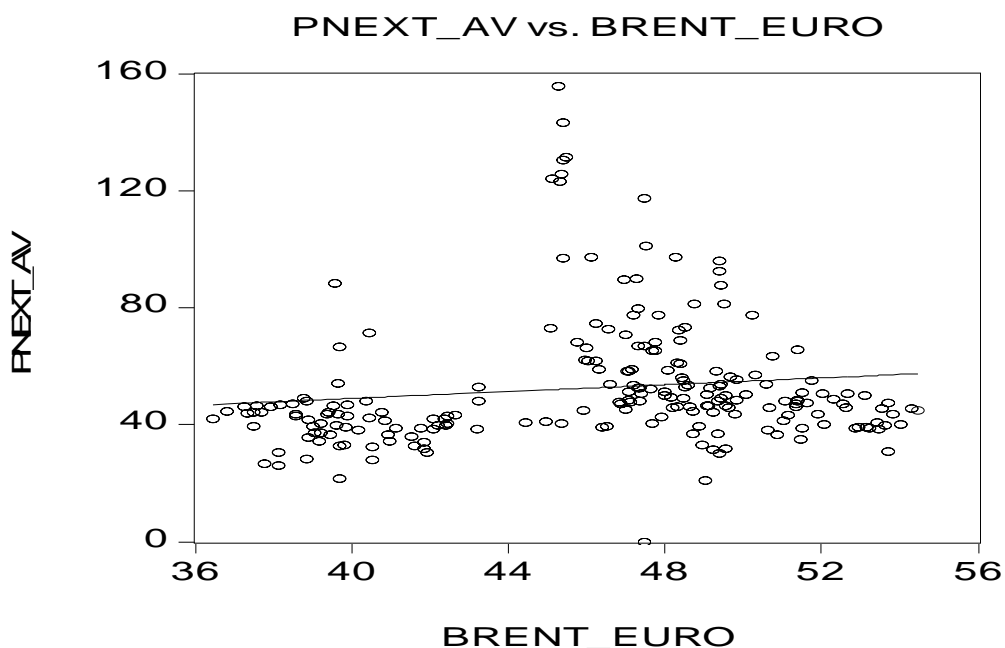
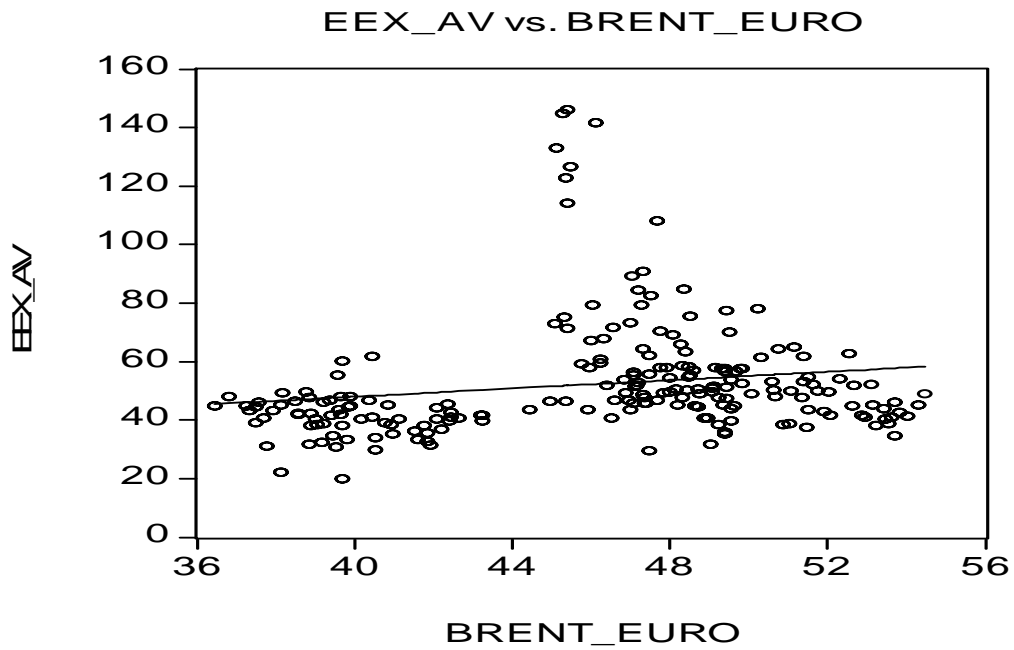
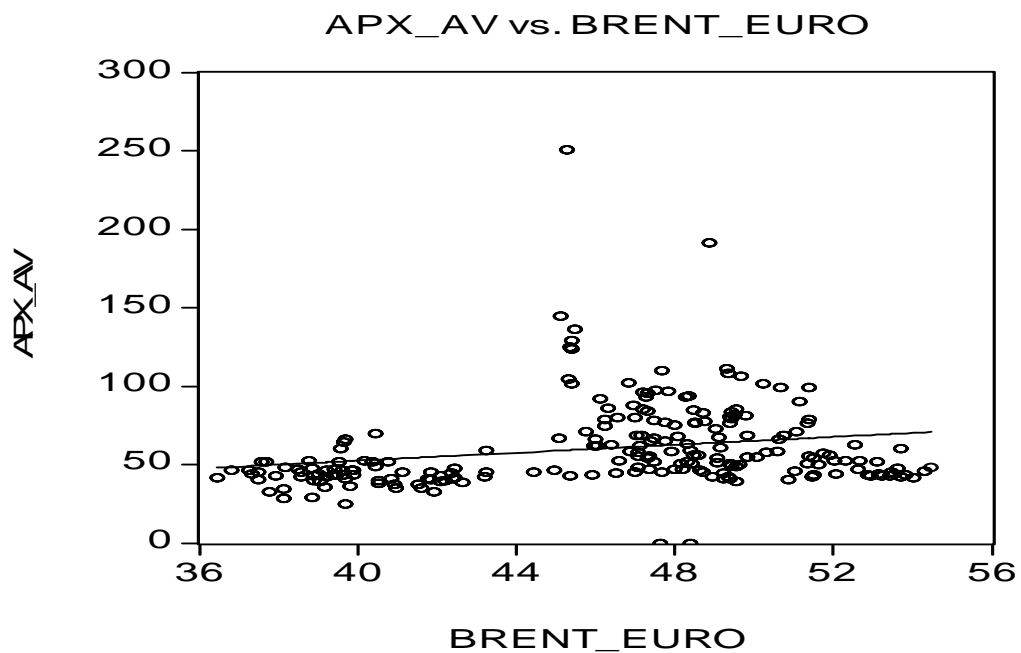


Figura 9 - Correlazione prezzi energia borsa tedesca e Brent



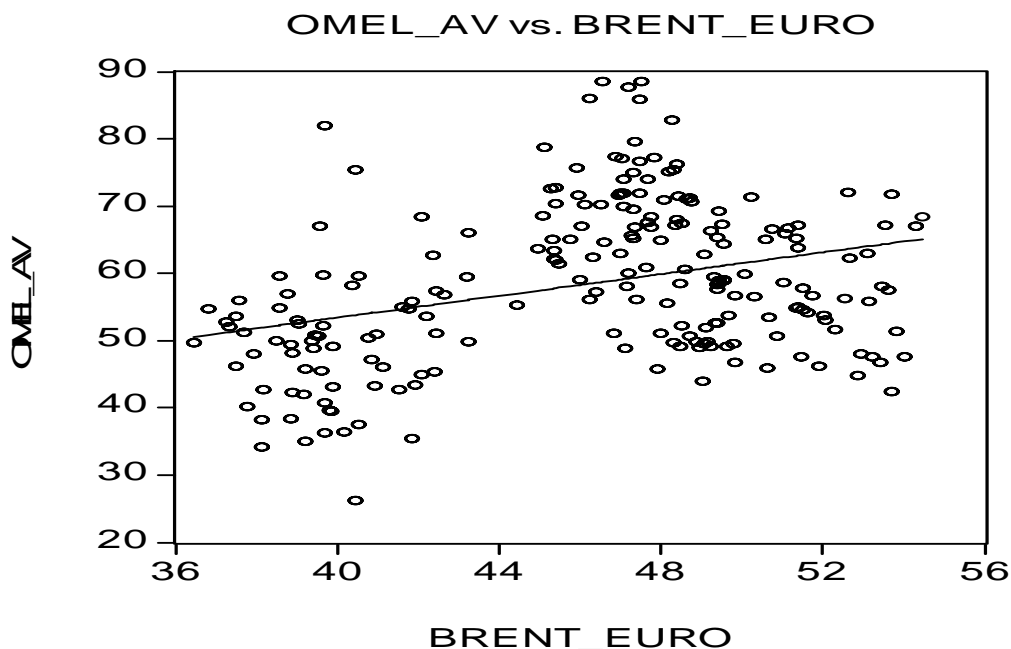
Fonte: elaborazioni REF su dati Datastream

Figura 10 - Correlazione prezzi energia borsa olandese e Brent



Fonte: elaborazioni REF su dati Datastream

Figura 11 - Correlazione prezzi energia borsa spagnola e Brent



Fonte: elaborazioni REF su dati Datastream

Il meccanismo di ET, qualora il mercato delle quote fosse significativo ed il costo opportunità realmente inglobato nelle offerte, potrebbe indurre le stesse imprese di generazione a prendere in considerazione la convenienza a promuovere l'efficienza energetica negli usi finali. Esso infatti è l'unico meccanismo di regolazione ambientale che premia il non inquinare anche in coincidenza di una riduzione della produzione proprio per effetto del costo opportunità.

Ad oggi tuttavia la novità rappresentata dal mercato dei crediti e soprattutto la mancata certezza di uno dei fondamentali più rilevanti, ovvero l'allocazione complessiva di quote, fa sì che gli operatori abbiano solo in parte considerato la nuova variabile di profitto rappresentata dal costo opportunità offerto dalle quote i cui volumi di scambio nelle principali borse europee sono ancora notevolmente limitati, rendendo scarsamente rappresentativo il prezzo che sui quei mercati si forma.

Inoltre i mercati elettrici sono più simili a mercati oligopolistici che a mercati perfettamente concorrenziali per cui diventa essenziale per completare l'analisi dell'impatto sul prezzo dell'energia a seguito dell'introduzione dell'*emission trading*, valutare la strategia dell'operatore dominante nel recepire l'opportunità introdotta dalle quote.