



UNIVERSITA' DI PADOVA
FACOLTA' DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN
INGEGNERIA ELETTROTECNICA

ELABORATO FINALE
**I PIANI DI ALLOCAZIONE DELLE EMISSIONI DI
GAS SERRA E L'INCIDENZA SUL COSTO
DELL'ENERGIA ELETTRICA**

RELATORE: Prof. Arturo Lorenzoni

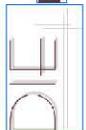
COORDINATORE: Prof. Arturo Lorenzoni

AGENZIA ENTE DI APPARTENENZA

LAUREANDO: Marco Bertazzo

ANNO ACCADEMICO
2009/2010

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA ELETTRICA



INDICE

1. PROTOCOLLO DI KYOTO	2
2. I MECCANISMI DEL PROTOCOLLO DI KYOTO	5
2.1 JOINT IMPLEMENTATION	6
2.2 CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM	7
2.3 EMISSION TRADING	9
3. ANALISI PNA	11
3.1 FRANCIA	12
3.2 GERMANIA	13
3.3 REGNO UNITO	13
3.4 SPAGNA	14
4. ITALIA	15
4.1 PIANO NAZIONALE DI ALLOCAZIONE	17
4.2 PREVISIONE RICHIESTA	21
5. SCENARI DI STUDIO	24
5.1 PRIMO CASO	25
5.2 SECONDO CASO	31
5.3 RUOLO DEI JI E CDM	38
5.4 COSTO OPPORTUNITAA'	42
5.5 INEFFICIENZA DELL'ALLOCAZIONE DEI PERMESSI	45
6. CONCLUSIONI	46
APPENDICE I	48

1. PROTOCOLLO DI KYOTO

Il protocollo di Kyoto è un accordo internazionale sull'ambiente sottoscritto da un ampio numero di paesi industrializzati, che prevede, da parte di questi, una riduzione delle emissioni di gas serra (biossido di carbonio ed altri cinque gas serra denominati anche GHG), dell'8% rispetto ai valori di riferimento del 1990, da realizzarsi nell'arco degli anni 2008-2012.

Ad ottobre 2004 la Russia, responsabile del 17,4% delle emissioni di gas serra, ha ratificato l'accordo, facendo raggiungere il quorum per rendere il protocollo legalmente in vigore (55% delle emissioni totali). Pertanto nel febbraio 2005 il protocollo di Kyoto è diventato operativo, vincolando le nazioni che lo hanno ratificato a raggiungere i suoi obiettivi entro i termini previsti, questo facendo ricorso a meccanismi di mercato (compravendita di permessi di emissioni).

L'Unione si è impegnata a ridurre le proprie emissioni dell'8% rispetto al livello del 1990, entro il 2012.

Questo target complessivo è ripartito fra gli stati membri, la seguente tabella visualizza l'obiettivo di ogni singolo paese:

STATO MEMBRO	Anno di rif. (milioni di t.)	Obiettivi 2008-12 (%)
Austria	79,0	-13,0
Belgio	143,2	-7,5
Danimarca	69,1	-21,0
Finlandia	71,1	0,0
Francia	563,9	0,0
Germania	1232,4	-21,0
Grecia	107	25,0
Irlanda	55,6	13,0
Italia	516,9	-6,5
Lussemburgo	13,2	-28,0
Paesi Bassi	213	-6,0
Portogallo	60,1	27,0

Spagna	289,8	15,0
Svezia	72,2	4,0
Regno Unito	776,3	-12,5
UE – 15	4265,5	-8,0

(Fonte European Environment Agency)

Il protocollo di Kyoto prevede meccanismi innovativi di adempimento orientati al mercato e tesi a contenere i costi di abbattimento delle emissioni, e identifica obiettivi e tempi di riduzione precisi.

Il protocollo serve a ridurre le emissioni di gas serra agendo in più direzioni:

- Intervenendo sulle fonti di emissione con provvedimenti nazionali, attraverso il risparmio energetico, l'aumento dell'efficienza energetica e la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili;
- Attraverso meccanismi di cooperazione internazionale;
- Contabilizzando le emissioni sequestrate attraverso i pozzi di assorbimento, i sinks (serbatoi di carbonio), come le foreste e fitoplankton degli oceani

Di grande rilevanza all'interno del protocollo è l'articolo 12 che istituisce per la prima volta, in un accordo ambientale multilaterale, il concetto di *meccanismo di sviluppo pulito*, il Clean Development Mechanism (CDM), cioè la possibilità di realizzare le riduzioni nei Paesi in via di sviluppo, dove i costi sono più accessibili. Questo tipo di meccanismo si basa su un concetto fondamentale, come l'effetto serra è infatti un fenomeno di tipo globale e transfrontaliero, così pure non è importante dove si riducono le emissioni dei gas climalteranti, la riduzione deve avvenire in termini assoluti. In questo modo tecnologie costose da realizzare nei paesi industrializzati, possono essere applicate nei paesi in via di sviluppo dove il costo della manodopera è inferiore, apportando nel paese nuove tecnologie. Nell'Unione Europea particolare importanza è stata data al meccanismo Emission Trading System.

Il 13 ottobre 2003 la Commissione Europea ha pubblicato la direttiva Europea sul mercato delle emissioni (EU ETS), attraverso questo documento si è costituito un vero e proprio sistema di compravendita delle quote di emissione, dove il prezzo di ogni singola quota è determinato dall'incontro della domanda e dell'offerta. I settori

produttivi regolati dalla direttiva Europea sono quelli stimati avere un potenziale di abbattimento delle emissioni di CO₂ più elevato rispetto agli altri settori non coinvolti; i settori industriali disciplinati dalla direttiva sono i seguenti:

- Attività energetiche;
- Produzione e trasformazione dei metalli ferrosi;
- Industria dei prodotti minerali;
- Industria cartaria.

La direttiva europea prevede l'approvazione di un piano nazionale di assegnazione delle quote. Nella direttiva è stato stabilito un primo periodo di prova, il triennio 2005-2007, nel quale si sono analizzate tutte le problematiche relative ai meccanismi di attuazione del protocollo. Durante questo primo periodo le emissioni sono incrementate, tale aumento ha portato, la maggior parte degli stati, a discostarsi dall'obiettivo assegnatoli. Trascorso questo periodo, che potremo definire di *rodaggio*, si è passati alla secondo fase 2008-2012, ovvero all'attuazione vera e propria del protocollo. Un anno fondamentale per l'obiettivo europeo è il 2010, tale anno è stato designato come anno di verifica, durante il 2010 verrà tracciato un primo bilancio riguardante la capacità di ogni singolo stato membro, nel raggiungere o meno il proprio obbiettivo.

2. I MECCANISMI DEL PROTOCOLLO DI KYOTO

L'utilizzo di strumenti di mercato per il raggiungimento di obiettivi di tutela ambientale è un'idea che risale alla fine degli anni '70. In alternativa alle tradizionali politiche di tipo *command and control*, ovvero stabilisco un limite alle concentrazioni di sostanze inquinanti e verifico che tale limite sia rispettato, che tuttora soprattutto in Italia costituiscono la base della normativa ambientale, sono stati messi a punto strumenti che, coniugando economia ed ecologia, risultino più accettabili e meno conflittuali da parte dei soggetti inquinatori. Accanto a misure economiche quali la tassazione ambientale (significativo il caso della carbon tax), che hanno tentato la difficile operazione di far gravare le cosiddette esternalità ambientali sull'inquinatore (secondo il principio "chi inquina paga") gli strumenti di mercato utilizzano meccanismi di scambio che attraverso l'incontro della domanda e dell'offerta determinano prezzi di equilibrio. Questo nuovo tipo di sistema alla lotta all'inquinamento è stato di sicuro una delle condizioni essenziali che hanno favorito l'adozione da parte della comunità internazionale di uno strumento giuridicamente vincolante dal punto di vista del diritto internazionale, com'è il protocollo di Kyoto. La possibilità data ai paesi industrializzati, dal protocollo, di adempiere agli obblighi di riduzione dei gas serra attraverso i meccanismi flessibili, rappresenta il superamento del tradizionale sistema, *command and control* a favore di un approccio di mercato, in modo tale da ridurre le emissioni attraverso una politica non troppo onerosa per il sistema globale.

Il protocollo introduce sostanzialmente tre meccanismi supplementari alle misure nazionali; questi sono:

- Joint Implementation (JI)
- Clean Development Mechanism (CDM)
- International emission trading (IET)

2.1 JOINT IMPLEMENTATION

Le attività di joint implementation sono regolate dall'articolo 6 del protocollo di Kyoto, e consentono ai paesi industrializzati di realizzare in maniera congiunta tra due paesi progetti di riduzione delle emissioni di gas serra. Lo scopo è ridurre il costo complessivo del rispetto degli obblighi di Kyoto realizzando l'abbattimento delle emissioni dove è economicamente più conveniente.

I progetti di JI possono agire in diverse ambiti, principalmente:

- Efficienza energetica nella produzione e distribuzione di energia
- Settore dei trasporti
- Gestione e smaltimento dei rifiuti
- Settore forestale e uso dei suoli

Attraverso la realizzazione del progetto, il paese investitore riceve un trasferimento di "unità di emissioni ridotte", dette Emission Reduction Units (ERUs), corrispondente alla riduzione realizzata nel paese ospite. La riduzione è quantificata attraverso uno scenario di riferimento, cioè la previsione di emissioni di un progetto in una certa area così come si presenterebbe senza l'intervento di misure di riduzione delle emissioni. Le ERUs sono quindi calcolate come differenza tra le emissioni stimate nello scenario di riferimento del paese ospitante e quelle ottenute con il progetto di JI.

2.2 CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM

Il “meccanismo di sviluppo pulito”, è una misura che consente a un paese industrializzato, cioè obbligato a ridurre le emissioni secondo il protocollo, di ottenere dei crediti di emissione grazie a dei progetti di riduzione delle emissioni stesse oppure di assorbimento delle emissioni di gas a effetto serra mediante i così detti “pozzi o serbatoi di carbonio” (sinks) realizzati in un paese non industrializzato a basso reddito pro capite.

Questo meccanismo ha un duplice obiettivo:

- Ridurre le emissioni a costi più bassi rispetto a quanto avverrebbe nel paese industrializzato
- Promuovere lo sviluppo sostenibile nei paesi non industrializzati a basso reddito pro capite, attraverso il trasferimento e l’uso di tecnologie pulite.

I crediti di emissione sono delle commodity energetiche che corrispondono alla differenza fra le emissioni ipotizzate in uno scenario di riferimento con tecnologie tradizionali e le emissioni realmente misurate durante il ciclo di vita del progetto realizzato con le migliori tecnologie disponibili.

Questi crediti possono essere utilizzati per raggiungere gli obiettivi di riduzione assunti dal paese finanziatore del progetto di CDM, oppure si possono rivendere sul mercato dell’international emission trading (IET).

Lo scenario di riferimento è quello che si sarebbe avuto in assenza del progetto di CDM. La riduzione delle emissioni dovrà essere certificata da specifici enti designati dal Comitato esecutivo del CDM che risponde per tutto alla conferenza delle parti. Perché un progetto di CDM ottenga i CERs, i benefici dovranno essere “reali, misurabili e di lungo periodo”.

Il prezzo dei crediti verrà stabilito dal mercato, anche in funzione degli altri meccanismi del protocollo e di tutti gli strumenti di mercato delle emissioni e delle “commodity energetiche”, che stanno affermandosi in questi anni.

Le riduzioni saranno certificate dagli enti operativi designati in base a diversi criteri tra cui:

- La partecipazione volontaria di ogni parte coinvolta
- Benefici reali, misurabili e a lungo termine in relazione con la mitigazione dei cambiamenti climatici
- Riduzione delle emissioni che siano addizionali a quelle che si produrrebbero in assenza dell'attività certificata

I progetti di CDM, realizzati a partire dal 2000, possono ottenere il riconoscimento di crediti di emissione CERs, utilizzabili nel primo periodo di riferimento che scatterà dal 2008-2012. L'entrata in vigore del protocollo ha provocato una sovra offerta di CERs, non derivanti da progetti, ma da quella che nel 1997 a Kyoto, venne classificata "hot-air", ovvero emissioni fisicamente sparite, per effetto della deindustrializzazione (avvenuta in Russia Ucraina e altri paesi dell'area Balcanica), ma ancora contabilizzate e quindi trasformabili in unità di riduzione delle emissioni da parte di questi paesi, quindi vendibili nel mercato dei permessi. Questa situazione ha fatto sì che in un primo momento i prezzi dei CERs si siano mantenuti molto bassi per poi salire. Basti pensare che nel 2007, alla luce di precedenti Piani di Allocazione permissivi, all'interno della UE il meccanismo dello scambio dei crediti di emissione non è stato efficiente come era stato previsto. Finché vi erano crediti immessi dai paesi dell'est Europa il prezzo di una singola unità di tonnellata di CO₂ era molto basso, poi il prezzo è salito, a causa del mancato sviluppo di progetti. Nel 2006 una t.CO₂ valeva 1,33 €, a luglio 2007 ha raggiunto sul mercato un prezzo tra i 18-19 € per tonnellata, (fonte EEA). La svolta si potrebbe avere con il vero decollo della "carbon finance" legata al protocollo di Kyoto, con il secondo periodo ovvero oltre il 2012, che, fissando dei target di riduzione impegnativi anche per USA, Cina, India, Brasile e Sud Africa, oltre a tutti i paesi industrializzati, aumenterebbe il valore delle tonnellate di CO₂ equivalenti, per far fronte a tale aumento di sicuro si registrerà un incremento di flussi di capitali per progetti di CDM e JI attuati con tecnologie rinnovabili a bassa intensità di carbonio. Da uno studio condotto dalla comunità Europea, si è visto che, si possono considerare economicamente "convenienti" i progetti in grado di produrre almeno 25.000 CERs all'anno.

2.3 EMISSION TRADING

Il 13 ottobre 2003, per aiutare gli Stati membri nel raggiungere gli obiettivi di Kyoto, è stata approvata la Direttiva europea 87/03/CE emission trading (EU ETS), che stabilisce l'apertura del mercato europeo dei permessi di emissione dal 1° gennaio 2005. In pratica l'EU ETS è un sistema di "Cap and Trade" delle emissioni di CO₂: infatti, è fissato un tetto (cap) alle emissioni totali di tutti i partecipanti, che corrisponde all'allocazione gratuita di un corrispondente ammontare di diritti di emissione, valida in uno specifico periodo di tempo.

Il "commercio dei diritti di emissioni", previsto dall'articolo 17 del protocollo, riguarda la possibilità di trasferire i propri diritti di emissione o di acquistare i diritti di emissione da un altro paese industrializzato, allo scopo di cercare di ridurre il dispendio economico. Tale strumento è forse il primo degli strumenti comunitari a tutela dell'ambiente non più basato su un approccio regolamentare command-control, ossia di imposizione da parte dell'autorità pubblica di standard di qualità ambientale, ma su regole di mercato e dunque più flessibile ed efficiente. Oggetto di questo nuovo sistema di scambio sono le "quote di emissione", che corrispondono al diritto, posto in capo al titolare di ciascuna quota, di emettere una tonnellata di "biossido di carbonio equivalente" per un periodo determinato. Per "biossido di carbonio equivalente" si intende una tonnellata di biossido di carbonio (CO₂) o una quantità di qualsiasi altro gas a effetto serra elencato nella Direttiva che abbia un equivalente potenziale di riscaldamento planetario. Posto un tetto, o cap, che è stato stabilito, per ciascuno Stato, attraverso il burden sharing agreement del 1998, la direttiva prevede che ciascun Paese proceda all'assegnazione iniziale delle quote di emissione ai gestori degli impianti che esercitano una delle attività previste dalla direttiva. Le quote sono, poi, liberamente trasferibili all'interno della comunità, salva la contabilizzazione nel registro appositamente costituito. Per quanto riguarda il primo triennio di assegnazione 2005-2007 il 95% delle quote di emissione è stato assegnato gratuitamente, nel quinquennio 2008-2012, è stato assegnato in via gratuita il 90% delle quote di emissione. Attraverso l'emission trading, i paesi che riducono in misura maggiore rispetto agli obiettivi assegnati possono vendere le proprie quote di emissione ad altri paesi con obblighi di riduzione.

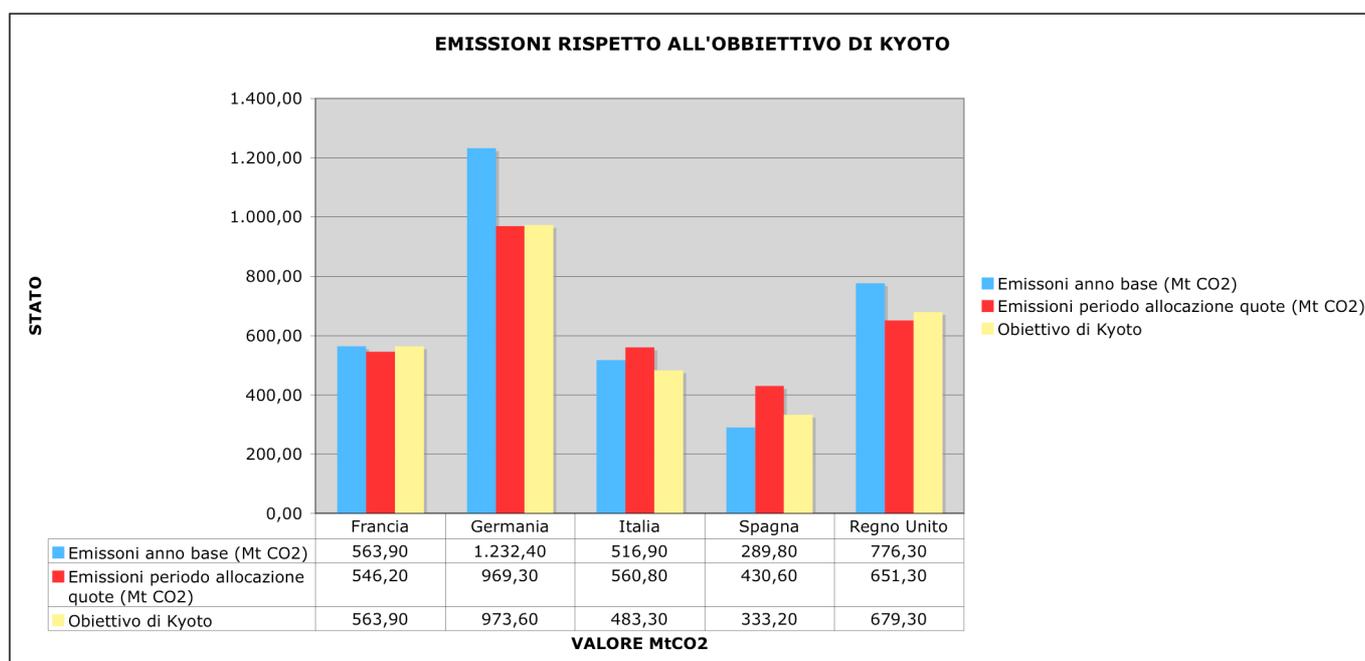
Ogni anno, infatti, i partecipanti devono restituire entro il 30 aprile un numero di diritti pari alle loro emissioni annuali verificate. Il surplus di permessi può essere venduto o accantonato per gli anni successivi, mentre il deficit deve essere coperto con l'acquisto di ulteriori diritti dal mercato. Le quote accantonate verranno cancellate alla fine del periodo di riferimento. La contabilizzazione delle quote rilasciate, possedute, cedute o cancellate è assicurata da un registro istituito da ciascuno Stato membro. Lo scopo principale, quindi, dell'emission trading è quello di incidere il meno possibile sullo sviluppo economico di ogni paese che ha ratificato il protocollo. Tale sistema basandosi sul presupposto che l'adozione di un meccanismo di mercato indirizza il sistema al quale è applicato verso il comportamento più efficiente, e sfruttando un'economia di scala su tutto il mercato europeo, dovrebbe garantire all'Unione di rispettare i propri impegni, con una minimizzazione dei costi complessivi. In sostanza, le nazioni in grado di ridurre le proprie emissioni anche oltre gli obiettivi stabiliti potranno vendere i diritti di emissione non utilizzati ad altre, per le quali il rispetto dei singoli "tetti" nazionali avrebbe determinato costi più sostenuti. Sebbene l'emission trading sia un virtuoso strumento finanziario per abbattere i costi, è indubbio che la riduzione delle emissioni determinerà degli oneri per le nazioni coinvolte. Si è comunque visto che gli oneri derivanti da questo tipo di sistema, sono nettamente inferiori rispetto ad altre politiche di salvaguardia ambientale. Per questo motivo la comunità ha indirizzato gli stati Europei all'uso dell'emission trading come strumento cardine per la lotta al global warming, associandolo agli altri due strumenti precedentemente descritti. Gli studi hanno anche evidenziato come il costo marginale di riduzione delle emissioni non sarà uguale per i diversi settori di attività e per i vari Paesi. Esso, infatti, sconta il gradiente di efficienza e di sviluppo dei settori produttivi comunitari, primo fra tutti quello energetico, e quindi le potenzialità di riduzione ed i relativi costi.

3. ANALISI PNA

Consideriamo di fare un'analisi dei piani nazionali dall'allocazione, relativi ai principali stati emettitori Europei, ovvero: Francia, Germania, Italia, Spagna e Regno Unito.

Nella seguente tabella si fa un confronto tra la media delle emissioni registrate nel periodo di applicazione del Protocollo, delle emissioni registrate nel 1990 (anno di riferimento per il calcolo delle riduzioni) e l'obiettivo di Kyoto, relativo ai cinque Paesi suddetti:

STATI	Emissioni anno base (Mt CO ₂)	Emissioni periodo allocazione quote (Mt CO ₂)	Obiettivo di Kyoto	Percentuale emissioni rispetto all'anno base	Percentuale riduzione emissioni rispetto anno base
Francia	563,90	546,20	563,90	96,90%	0,00%
Germania	1.232,40	969,30	973,60	79,00%	-21,00%
Italia	516,90	560,80	483,30	108,50%	-6,50%
Spagna	289,80	430,60	333,20	129,20%	15,00%
Regno Unito	776,30	651,30	679,30	83,90%	-12,50%



(Fonte European Environment Agency)

Possiamo notare che Italia e Spagna sono gli unici Paesi, dei cinque considerati, che non hanno rispettato l'obiettivo di Kyoto, anzi hanno incrementato le proprie emissioni.

Un'ulteriore analisi che si può fare sta nel confrontare la ripartizione percentuale delle emissioni riferite alle principali fonti.

	Francia	Germania	Italia	Spagna	Regno Unito
Energia	46,40%	64,90%	59,60%	52,70%	64,50%
Trasporti	25,80%	16,00%	23,40%	25,40%	20,80%
Industria	7,60%	12,10%	6,60%	7,90%	4,40%
Agricoltura	18,00%	5,50%	6,70%	10,50%	6,70%
Altro	2,20%	1,50%	3,70%	3,50%	3,60%

(Fonte European Environment Agency)

Nelle tabelle precedenti si sono viste le emissioni di ogni stato, la distanza che questi hanno dall'obiettivo di Kyoto e la percentuale delle emissioni, riferita ad ogni settore. Si fa ora una breve analisi delle diverse situazioni di Francia, Germania Spagna e Regno Unito.

3.1 FRANCIA

In Francia negli ultimi dieci anni si è registrato un aumento del consumo energetico, condizionato principalmente dalla domanda dei settori del trasporto, residenziale e terziario; i trasporti sono la seconda fonte di gas serra, anche se dal 2000 ad oggi si è registrato una riduzione delle emissioni. Nel 2000 si è registrato in tale settore un valore di emissione pari al 27% del totale mentre ad oggi tale valore è sceso al 25,80% del totale. A fronte di un aumento della richiesta energetica, la politica francese ha deciso di utilizzare, in maniera massiccia, l'utilizzo dell'energia nucleare stabilizzando le proprie emissioni. Vi è inoltre un forte ricorso all'energia derivante da fonti rinnovabili in particolare all'idroelettrico, geotermico ed eolico, che nel loro insieme costituiscono il 13% del totale di energia prodotta dal Paese.

Un altro importante atto fatto dalla politica francese è stato quello di creare nel 2001 l'ONERC (*Observatoire National sur les Effets du Rechauffement Climatique*), al fine di raccogliere e divulgare informazioni sull'impatto del cambiamento climatico, attraverso questo organo sono state create le basi per lo sviluppo di una strategia nazionale di adeguamento agli obiettivi.

3.2 GERMANIA

La sostanziale riduzione di emissioni rispetto all'anno base è la diretta conseguenza dei molteplici interventi realizzati dopo la riunificazione del Paese: svecchiamento e aumento dell'efficienza degli impianti energetici e produttivi, riduzione del consumo di combustibili fossili, caratterizzati da fattori di emissione specifici elevati (carbone e olio combustibile), a favore del consumo di gas naturale e attuazione di nuove misure per la tutela del clima, quali ad esempio l'eco-tax. Per incoraggiare il risparmio e l'uso efficiente dell'energia e promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili, il Governo Tedesco ha introdotto nel 1999 l' "*Ecological Tax Reform*" (ETR), seguita poi nel 2003 dall' "*Act on the Further Development of the Ecological Tax Reform*", al fine di incrementare gli interventi economici in campo ambientale.

3.3 REGNO UNITO

La riduzione delle emissioni è stata resa possibile dallo svecchiamento e dall'aumento dell'efficienza degli impianti energetici e produttivi. L'incremento maggiore nel consumo energetico è da registrare nei trasporti, dal 1990 ad oggi tale settore ha subito un aumento pari al 30%, però grazie all'aumento di efficienza del proprio parco energetico questo incremento di consumi, e quindi di emissioni, è stato contenuto. Un'ulteriore aiuto al contenimento delle emissioni lo si ha grazie alla politica ambientale, l'Inghilterra infatti negli ultimi anni, come il resto dei Paesi analizzati ha incentivato la produzione da fonti alternative.

3.4 SPAGNA

La Spagna non ha ridotto le proprie emissioni, ma le ha aumentate, ampliando così la sua distanza dall'obiettivo di Kyoto. Ciò è da imputarsi alla rilevante crescita economica degli ultimi anni, che ha determinato un aumento significativo del fabbisogno energetico del Paese, soddisfatto attraverso combustibili fossili. L'energia prodotta dalle fonti rinnovabili è pari al 6,3% di quella totale prodotta dal Paese; tale produzione è da imputarsi principalmente all'utilizzo dell'eolico e del fotovoltaico.

In questi Stati si nota che le differenze sono legate alla loro diversa struttura produttiva e alle diverse modalità di produzione di energia elettrica. Per esempio, in Francia il ricorso massiccio ad impianti di produzione nucleari e idroelettrici determina fattori di emissione specifici molto bassi, rispetto agli altri Paesi Europei. Un'ulteriore differenza che si nota nei PNA dei Paesi considerati è che, il criterio utilizzato per l'assegnazione delle quote di emissione agli impianti di generazione utilizza parametri di calcolo diversi. In Francia il criterio utilizzato è quello di considerare le emissioni storiche e di moltiplicarle per un fattore correttivo. In Germania si utilizza un prodotto aritmetico tra un fattore di emissione base pari alla media delle emissioni registrate negli anni 2000-2007 ed un fattore di conformità, che è legato alle previsioni di produzione per il periodo futuro effettuate dagli operatori. In Spagna si considera l'emissione storica media per ogni fonte produttiva. Lo stesso criterio si utilizza anche nel Regno Unito, dalla media però sono esclusi gli anni con le minori emissioni.

4. ITALIA

Si passa allo studio dell'Italia, in questa parte si fa prima un'analisi del piano nazionale di assegnazione, facendo riferimento al settore termoelettrico, e poi si considera l'incidenza dei costi del protocollo di Kyoto sul MWh. Infatti l'imposizione di vincoli alle emissioni di CO₂, per come definiti dai PNA, determinerà per il sistema elettrico nazionale e, più in generale, per l'intero sistema europeo, l'adozione di strategie che integrano azioni di miglioramento di efficienza, di ridispacciamento verso combustibili meno inquinanti, di compravendita di permessi/crediti, nonché la possibilità di modulare la produzione attraverso la gestione dei flussi di potenza attraverso le interconnessioni internazionali. È indubbio che l'attuazione del programma di Kyoto avrà conseguenze sia sull'ambiente ma anche sul sistema economico, dando vita a dei costi per l'economia di ogni paese.

I costi dovuti all'applicazione del protocollo di Kyoto ricadranno nel costo dell'energia e di tutti i beni il cui processo produttivo richiede elevati consumi energetici. Si possono considerare due approcci fondamentali nello studio di tale extra-costi ovvero:

1. L'incremento del prezzo dell'energia è causato esclusivamente dall'aumento dei costi variabili di produzione dell'intero sistema elettrico dovuti all'EU ETS
 - Costo dovuto al mix di combustibile utilizzato dal parco di produzione dispacciato per coprire il fabbisogno energetico, cioè ogni combustibile, durante la combustione, emette una certa quantità di CO₂. Questo fa sì che tecnologie che impiegano il carbone abbiano una più alta intensità di emissione, mentre tecnologie che impiegano gas hanno una minore intensità di emissione. Quindi ogni unità di CO₂ emessa rappresenta un extra-costi da imputare al combustibile, extra-costi tanto maggiore tanto più il combustibile ha un elevato fattore emissivo.

- Costo legato all'esborso che il sistema elettrico deve sostenere per acquistare dal mercato i permessi necessari a coprire le emissioni, al netto dei permessi ricevuti gratuitamente.
2. Nel secondo approccio l'incremento di prezzo dell'elettricità per effetto dell'EU ETS è valutato considerando il "costo opportunità" dei permessi in possesso dei produttori, inclusi quelli ricevuti gratuitamente. Ogni permesso posseduto dal produttore ha per questi un valore sia che esso lo impieghi come fattore riduttivo delle proprie emissioni, sia che decida di venderlo nel mercato perché gliene sono stati assegnati in eccesso. Tale valore corrisponde in entrambi i casi al valore di mercato del permesso di emissione. Sicuramente sia il produttore che decide di vendere il permesso che quello che decide di impiegarlo vorranno recuperarne il valore, e questo comporterà un extra-costi da imputare al prezzo dell'energia elettrica.

4.1 PIANO NAZIONALE DI ALLOCAZIONE

Rispetto al primo periodo di assegnazione, 2005-2007, le quote assegnate hanno subito un calo, le seguenti tabelle mostrano, in MtCO₂/anno, il valore delle quote allocate il primo e il secondo periodo:

	2005	2006	2007
ATTIVITA' ENERGETICHE Termoelettrico cogenerativo e non cogenerativo	130,40	133,83	128,95

	2008	2009	2010	2011	2012
ATTIVITA' ENERGETICHE Termoelettrico cogenerativo e non cogenerativo	116,6 4	108,4 0	101,3 3	89,64	87,30

Nel periodo 2005-2007 sono state assegnate a titolo gratuito quote per un valor medio pari a 131,06 [MtCO₂/anno], mentre nel periodo 2008-2012 sono state assegnate quote, per un valor medio, pari a 100,66 [MtCO₂/anno]. Si legge nel PNA che di tale valore, ovvero 100,66 [MtCO₂/anno], “ 10,3 [MtCO₂/anno] saranno sottratte alle assegnazioni corrispondenti al combustibile “carbone” (sia esistenti che nuovi entranti) e cedute agli stessi impianti a titolo oneroso”.

Il settore termoelettrico, a differenza degli altri settori (produzione e trasformazione metalli ferrosi, industria dei prodotti minerali e altre attività), ha subito il maggior decremento di quote. La diminuzione di unità di emissione è pari al 24%, tale scelta è stata giustificata dal ministero dicendo che:

“il settore termoelettrico, rispetto agli altri settori regolati dalla direttiva, è caratterizzato da un maggior potenziale di riduzione delle emissioni, da una minore esposizione alla concorrenza internazionale nonché alla maggiore

possibilità di re-distribuire sui clienti finali gli eventuali maggiori oneri derivanti dall'eventuale acquisto di permessi”

Ai fini dell'assegnazione delle quote sono stati inclusi nel settore termoelettrico, gli impianti che svolgono un'attività di combustione per la produzione di energia elettrica, con una potenza calorifica di almeno 20 MW termici e che immettono in rete una quota pari ad almeno il 51% della propria produzione di energia elettrica. Gli impianti sono suddivisi in impianti non cogenerativi e impianti cogenerativi, identificando, quest'ultimi come gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e di energia termica.

Il calcolo dell'assegnazione delle quote è stato sviluppato in questo modo:

- Si sono individuate una gamma limitata di categorie di tecnologie/combustibili di generazione;
- I coefficienti di emissione delle produzioni di energia elettrica sono fissati, per ciascuna categoria, sulla base delle BAT (Best Available Techniques) a migliore rendimento;
- Le assegnazioni sono state ridotte nel periodo 2008-2012 seguendo la riduzione lineare secondo i trend delle energie prodotte per ogni categoria di tecnologia/combustibile per il 2008-2010;

La direttiva 2003/87 CE prevede l'utilizzo dei meccanismi flessibili per il conseguimento degli obiettivi di Kyoto. Le riduzioni che possono essere realizzate attraverso tali meccanismi sono quantificate al massimo in 19,0 MtCO₂/anno (pari al 20% dello sforzo nazionale di riduzione), mentre gli assorbimenti, derivanti da interventi di afforestazione e attività di gestione forestale ed agricola, sono quantificati in 16,2 MtCO₂/anno pari al 17,1% dello sforzo di riduzione. Il governo italiano ha provveduto ad istituire, presso la Banca Mondiale, l'Italian Carbon Fund per l'acquisizione di crediti derivanti da attività di CDM e JI. Attualmente la consistenza di tale fondo è di 18,2 MtCO₂/anno, quote che verranno consegnate tra il 2006 e il 2013, oltre a tale fondo il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio partecipa al Community Development Carbon Fund e al Bio Carbon Fund.

Come si è detto precedentemente i consumi di combustibile fossile, per sopperire alla richiesta di energia elettrica, sono aumentati e questo inevitabilmente ha fatto sì che siano aumentate anche le emissioni di CO₂.

Nelle tabelle successive vengono visualizzati i consumi di combustibile espressi in tep, e le emissioni relative ad ogni combustibile. Per la valutazione delle emissioni di CO₂ si sono utilizzati i seguenti coefficienti specifici di emissione riferiti al consumo di combustibile per la produzione termoelettrica: 4,03 t/tep per il carbone, 3,27 t/tep per l'olio combustibile e 2,35 t/tep per il gas (Fonte TERNA e Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale) dati espressi in ktep fonte terna:

	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi	altri combustibili solidi	altri combustibili gassosi
1990	30183,23	18977,47	131,66	72826,38	484,29	301,07
1991	27529,32	17479,71	139,93	73894,36	531,54	261,74
1992	20471,91	16951,20	136,05	81250,46	600,44	226,48
1993	16129,83	19018,42	145,11	79476,97	601,42	240,04
1994	18051,45	19061,33	102,95	80532,00	642,76	252,92
1995	21123,10	21992,49	163,73	84506,17	689,03	544,50
1996	19366,12	23131,41	136,83	81606,45	932,16	323,44
1997	17832,75	27281,45	117,43	79049,78	1027,64	556,02
1998	20690,61	31669,42	143,30	75182,40	1320,96	660,45
1999	20975,66	38547,80	138,64	66007,50	1790,49	783,18
2000	23671,34	42968,92	2247,75	62628,81	4781,85	199,35
2001	28123,99	42766,10	2530,98	55618,99	8643,36	273,26
2002	32161,37	43610,54	2595,38	57263,03	10518,50	521,44
2003	35021,68	49796,60	2710,49	48521,79	12390,68	581,11
2004	41850,57	52774,56	2752,13	34052,31	14795,39	647,56
2005	39938,77	59567,14	3130,81	25699,43	15217,67	663,16
2006	40759,52	61199,46	3396,45	24689,71	15998,24	895,74
2007	41494,26	66223,20	2936,55	17126,48	17215,85	964,90
2008	41474,60	65733,69	2754,20	14129,67	16261,05	958,80

(FONTE TERNA dati espressi in migliaia di tCO₂)

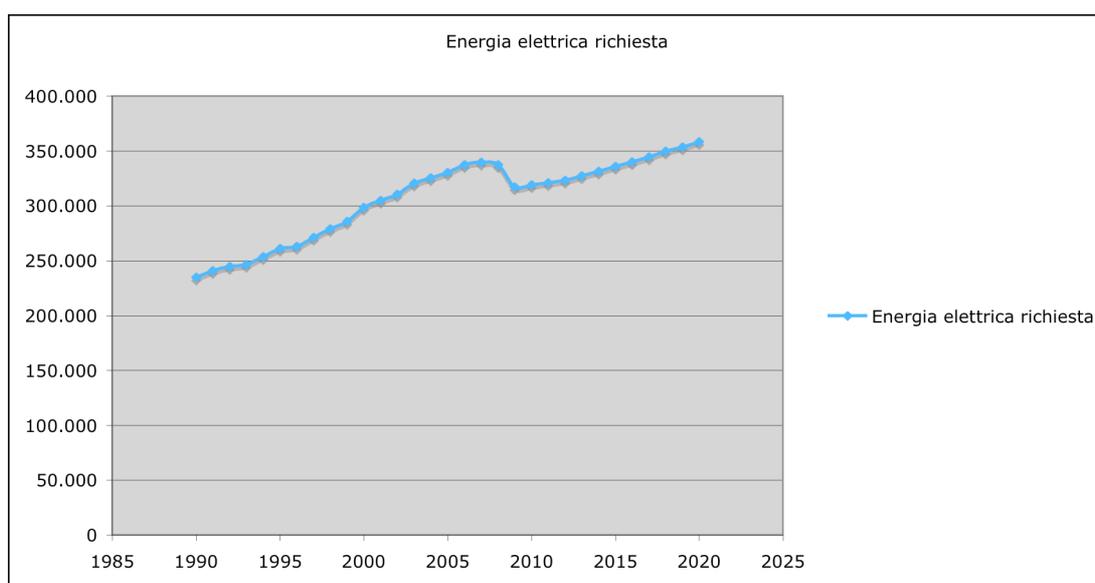
	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi	altri combustibili solidi	altri combustibili gassosi
1990	7.490	8.076	56	22.271	120	128
1991	6.831	7.438	60	22.598	132	111
1992	5.080	7.213	58	24.847	149	96
1993	4.002	8.093	62	24.305	149	102
1994	4.479	8.111	44	24.628	159	108
1995	5.241	9.359	70	25.843	171	232
1996	4.805	9.843	58	24.956	231	138
1997	4.425	11.609	50	24.174	255	237
1998	5.134	13.476	61	22.992	328	281
1999	5.205	16.403	59	20.186	444	333
2000	5.874	18.285	956	19.153	1.187	85
2001	6.979	18.198	1.077	17.009	2.145	116
2002	7.980	18.558	1.104	17.512	2.610	222
2003	8.690	21.190	1.153	14.838	3.075	247
2004	10.385	22.457	1.171	10.414	3.671	276
2005	9.910	25.348	1.332	7.859	3.776	282
2006	10.114	26.042	1.445	7.550	3.970	381
2007	10.296	28.180	1.250	5.237	4.272	411
2008	10.291	27.972	1.172	4.321	4.035	408

Le quote assegnate per l'anno 2008 al settore termoelettrico sono pari a 116,64 MtCO₂, le emissioni sono state di 141,31 MtCO₂, questo significa che per l'anno 2008 vi è un ammanco di quote pari a 24,5 MtCO₂, considerando il prezzo medio di acquisto delle quote di emissione del mese di dicembre 2008 pari a € 12,50 la tonnellata, il costo per sopperire a tali emissioni è pari a 306 milioni di €. Considerando che il settore termoelettrico ha prodotto 260.412,1 Gwh lordi, l'extra-costi per singolo Mwh è pari a € 1,17.

4.2 PREVISIONE RICHIESTA

Prima di passare all'analisi degli scenari di studio si fanno delle considerazioni sulle previsioni di richiesta di energia elettrica.

La previsione di richiesta di energia elettrica in Italia dall'anno 2008 al 2020 è la seguente, fonte prof. Arturo Lorenzoni:



ANNO	Energia elettrica richiesta	Variazione della richiesta rispetto l'anno precedente	Percentuale fonti rinnovabili sul totale della produzione	Percentuale fonte termica
	GWh			
1990	235.124	2,80%	17,66%	82,34%
1991	240.969	2,50%	21,97%	78,03%
1992	244.787	1,60%	20,85%	79,15%
1993	246.600	0,70%	21,61%	78,39%
1994	253.611	2,80%	22,07%	77,93%
1995	261.009	2,90%	18,78%	81,22%
1996	262.873	0,70%	20,81%	79,19%
1997	271.392	3,20%	20,11%	79,89%
1998	279.317	2,90%	19,95%	80,05%
1999	285.844	2,30%	21,30%	78,70%
2000	298.510	4,40%	20,31%	79,69%
2001	304.832	2,10%	21,37%	78,63%
2002	310.726	1,90%	18,75%	81,25%
2003	320.658	3,20%	17,38%	82,62%
2004	325.357	1,50%	18,86%	81,14%

2005	330.443	1,60%	16,66%	83,34%
2006	337.459	2,10%	16,53%	83,47%
2007	339.928	0,70%	15,33%	84,67%
2008	337.640	-0,67%	18,11%	81,89%
2009	317.380	-6,00%		
2010	319.290	0,60%		
2011	321.200	0,60%		
2012	323.130	0,60%		
2013	327.330	1,30%		
2014	331.590	1,30%		
2015	335.900	1,30%		
2016	340.260	1,30%		
2017	344.690	1,30%		
2018	349.710	1,46%		
2019	353.710	1,14%		
2020	358.310	1,30%		

Come visto precedentemente le quote allocate al settore elettrico per il terzo periodo (2008-2012), hanno un andamento decrescente questo perché si deve raggiungere l'obiettivo di Kyoto, ovvero l'emissione di gas clima-alteranti in atmosfera per un valore pari a 483,3 MtCO₂ eq, tale valore corrisponde ad una riduzione del 6,5% delle emissioni rispetto le emissioni del 1990, le quali erano pari a 516,9 MtCO₂ eq.

La richiesta di energia elettrica ha riscontrato un calo, dovuto alla forte crisi monetaria internazionale che ha colpito le maggiori industrie mondiali, con ripercussioni anche sulla produzione di energia elettrica. La previsione di richiesta di energia elettrica per l'anno 2009 infatti prevede un calo del 6% della domanda che espresso in GWh corrisponde ad una riduzione di circa 20.000 GWh, si presuppone che i livelli di richiesta torneranno come quelli del 2008, tra il 2015 e il 2016. Considerando che il settore termoelettrico è il principale emettitore di CO₂, la riduzione di domanda, secondo la mia opinione, deve essere visto come un aiuto nell'abbattimento delle emissioni. Vediamo il perché:

il settore ha registrato nell'anno 2008 una produzione di 261.328,00 GWh, da fonte termica tradizionale, con una emissione in atmosfera di 141,31 MtCO₂, la differenza tra le emissioni e le quote allocate da un ammanco, in termini di quote allocate, pari a 24,5 MtCO₂. Andando a dividere le emissioni per la produzione si ha il fattore di emissione del parco termoelettrico italiano, ovvero 0,541 ktCO₂/GWh, moltiplicando tale fattore per i 20.000 GWh, ottengo 10,81 MtCO₂ risparmiate,

ovvero 135 M€. Ciò significa che il comparto termoelettrico nel 2009 registrerà un risparmio pari alla somma indicata precedentemente, è vero che il risparmio è dovuto ad una riduzione della domanda, quindi meno introiti per le aziende produttrici ma, si deve considerare questa somma come un fondo da impiegare per sviluppare progetti e tecnologie atte alla riduzione delle emissioni di gas in atmosfera. Anche se si registra questa diminuzione di richiesta e quindi di emissioni, nel 2009 le quote allocate non sono sufficienti ad eguagliare le emissioni, anzi si dovrà ricorrere ai meccanismi di mercato per sopperire a tale disavanzo.

A questo punto è interessante capire che peso avrà sul costo del kWh il ricorso ai meccanismi di mercato per compensare la richiesta di quote di emissione.

5. SCENARI DI STUDIO

Il calcolo dell'extra-costi, dovuto all'applicazione del protocollo di Kyoto, verrà fatto considerando diversi scenari. Di seguito vengono riassunti brevemente le ipotesi di lavoro che poi saranno viste nel dettaglio.

Nel primo caso in esame si analizza l'incidenza del costo sul MWh considerando il seguente criterio: nel PNA si legge che le quote verranno assegnate sulla base della produzione futura, le ipotesi di produzione prevedono una riduzione dell'energia generata, attraverso coefficienti che variano in base al tipo di combustibile. Si considera per il calcolo dell'extra-costi il criterio di attribuzione delle quote del PNA, con la conseguente previsione di produzione, considerando il prezzo dei permessi di emissione costante.

Nel secondo caso si considera un costo dei permessi che varia. A fronte dell'aumento del costo dei permessi si considera una riduzione delle emissioni da fonte fossile. Attraverso mix energetici che a fronte di una produzione costante spostano il dispacciamento verso una soluzione caratterizzata da minori emissioni.

Nel terzo caso si considera l'effetto dei progetti di riduzione delle emissioni JI, CDM e carbon sinks, ciò viene fatto con i dati di lavoro e le ipotesi del primo e del secondo caso.

Nel quarto caso si analizza la possibilità da parte dei produttori di attribuire ai permessi assegnatigli, gratuitamente, un valore pari a quello di mercato ottenendo un extra-profitto, che si ripercuote sul costo del MWh.

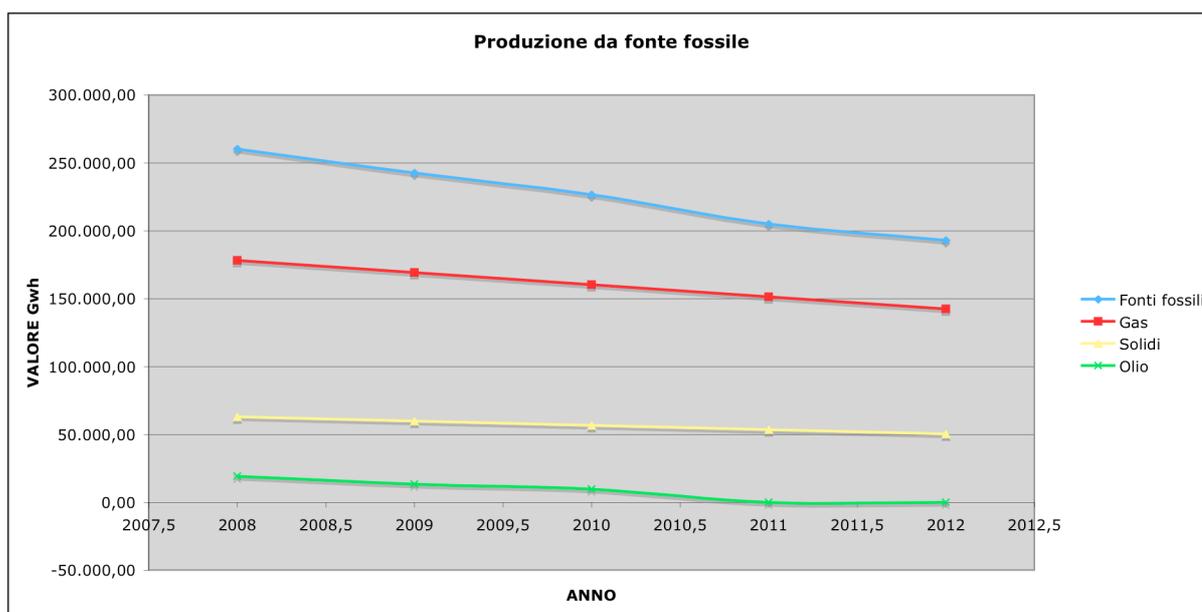
Infine nel quinto caso si analizzano le conseguenze di una non efficiente assegnazione delle quote di emissione ai vari produttori.

5.1 PRIMO CASO

Si vanno a considerare le riduzioni percentuali dettate nel PNA italiano, per ogni fonte energetica. Si mantengono le percentuali di produzione del parco nazionale, registrate nell'anno 2008, cioè circa l'80% dell'energia prodotta da fonte fossili mentre il restante 20% da fonte rinnovabile. Si legge nel piano che le quote assegnate al settore termoelettrico saranno attribuite sulla base della produzione futura. Vi è una sezione che riguarda *“l'andamento delle produzioni energetiche per ciascuna categoria di combustibile”*, in tale paragrafo si considera di attribuire al settore termoelettrico un numero di quote che diminuisce di anno in anno. La generazione di energia da parte della fonte gas, a partire dal 2008, subirà una diminuzione di quote assegnate pari al 5% ogni anno si legge che la stessa riduzione percentuale viene considerata anche per quanto riguarda la generazione di energia da tale fonte. La stessa diminuzione è prevista anche per il carbone sia per quote che per produzione, mentre per quanto riguarda gli impianti a prodotti petroliferi, la diminuzione di quote e produzione sarà del 30% nel 2009, del 50% nel 2010, fino a ipotizzare uno spegnimento degli impianti dal 2011 (FONTE PNA Italia tab. 4.2). Ad una riduzione della generazione da fonte fossile, è previsto però un aumento delle fonti rinnovabili. In una circolare del ministero delle attività produttive si legge che nello stesso periodo la produzione da fonti rinnovabili registrerà un aumento, che in termini percentuali è del 10% annuo rispetto l'anno precedente.

La seguente tabella mostra il valore della produzione da fonte fossile. Si considera la produzione totale e la ripartizione della stessa secondo fonte energetica considerando le percentuali di riduzione indicate nel PNA, dati espressi in GWh:

ANNO	Fonti fossili	Produzione fossile		
		Gas	Solidi	Olio
Gwh	Totale			
2008	260.412,00	178.240,00	62.977,00	19.195,00
2009	242.592,65	169.328,00	59.828,15	13.436,50
2010	226.692,80	160.416,00	56.679,30	9.597,50
2011	205.034,45	151.504,00	53.530,45	0,00
2012	192.973,60	142.592,00	50.381,60	0,00

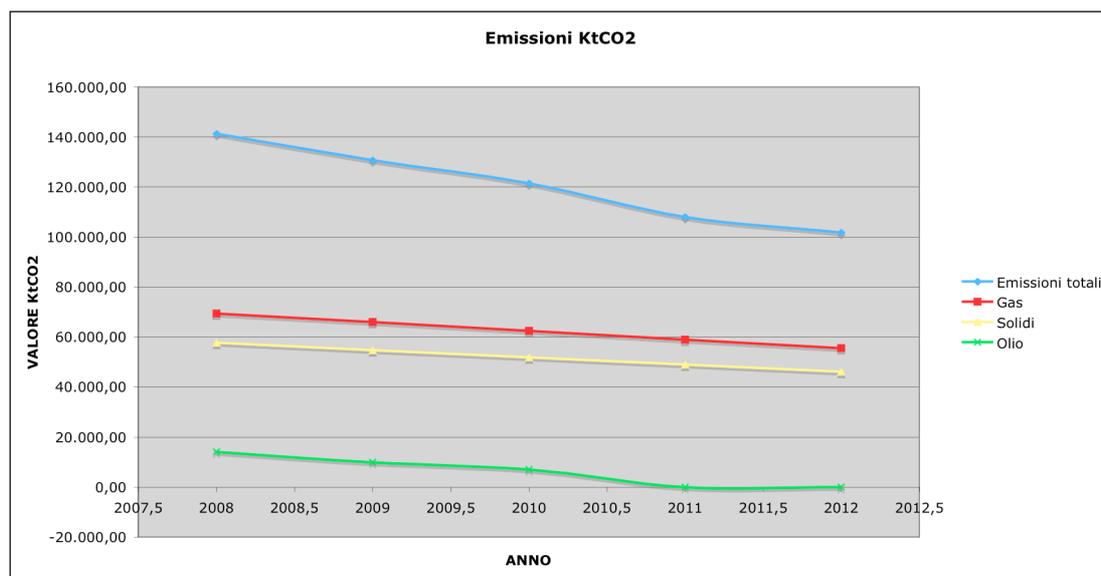


Dai valori di produzione si ricava il consumo di tep per ogni combustibile, dati espressi in ktep:

ANNO	Consumo totale	ktep consumate		
		Gas	Solidi	Olio
2008	48.199,25	29.551,78	14.326,46	4.321,00
2009	44.709,41	28.074,41	13.610,30	3.024,70
2010	41.651,28	26.596,81	12.893,97	2.160,50
2011	37.296,84	25.119,21	12.177,64	0,00
2012	35.102,91	23.641,61	11.461,30	0,00

La seguente tabella mostra le emissioni di CO₂ in atmosfera, per il calcolo dei valori si è preso il consumo di combustibile (tabella precedente) e lo si è moltiplicato per i coefficienti specifici di emissione dei combustibili in esame, cioè 4,03 t/tep per il carbone, 3,27 t/tep per l'olio combustibile e 2,35 t/tep per il gas (Fonte TERNA e Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale):

ANNO	Emissioni totali Kt CO2	Kt CO2 emesse		
		Gas	Solidi	Olio
2008	141.312,01	69.446,69	57.735,65	14.129,67
2009	130.715,14	65.974,86	54.849,50	9.890,77
2010	121.530,03	62.502,50	51.962,69	7.064,84
2011	108.106,01	59.030,14	49.075,87	0,00
2012	101.746,84	55.557,78	46.189,06	0,00



Da questi dati emergono già le prime considerazioni, ovvero percentualmente la produzione da fonte fossile registra una diminuzione pari al 25,90%, ma sia il consumo di tep, che le emissioni di CO₂, diminuiranno rispettivamente del 27,17% e del 28,00%, cioè una diminuzione maggiore rispetto alla diminuzione di produzione. La spiegazione di tale decremento, sta nel fatto che nel PNA si è considerato di cessare la produzione degli impianti petroliferi a partire dal 2011, facendo incidere in maniera maggiore il decremento sulle fonti che registrano il più alto fattore di emissione, la diminuzione di CO₂ è maggiore, quindi a fronte di una diminuzione di generazione da fonte fossile, si registra un aumento di produzione delle fonti alternative senza emissione di CO₂. Viste le conseguenze dell'applicazione del PNA sulle fonti fossili si analizza l'effetto sulle fonti rinnovabili. Precedentemente è stato detto che sia il PNA che una circolare del ministero delle attività produttive

prevedono un aumento percentuale annuo del 10%, interessante è vedere in che proporzione tale aumento verrà ripartito tra le varie fonti rinnovabili.

In Italia le fonti rinnovabili sono: eolico, geotermico, fotovoltaico, biomasse-rifiuti e idroelettrico. L'aumento percentuale, che hanno avuto questi fonti, non è stato lo stesso per ogni tecnologia ma ha registrato valori diversi. Nella seguente tabella viene indicato il valore medio della variazione percentuale del periodo 2001-2008, e la variazione percentuale 2007-2008:

	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse-Rifiuti
2001-2008	412,46%	4020,83%	122,49%	290,75%
2007-2008	20,50%	394,87%	-0,88%	8,18%

La produzione energetica del fotovoltaico, è la produzione che registra il maggior aumento, sia nel periodo 2001-2008, che nell'anno appena trascorso, questo perché il fotovoltaico è una tecnologia nuova nello scenario italiano e quindi in rapido sviluppo grazie anche agli incentivi statali, altra fonte che ha registrato una variazione considerevole è stato l'eolico. Per quanto riguarda l'idroelettrico, la produzione dipende molto dalla piovosità e dalle nevicate che si hanno durante l'anno. Per questi motivi la produzione idroelettrica è molto altalenante, basti pensare che l'incremento del 22,73% avvenuto tra il 2007-2008, è da attribuire alle poche precipitazioni scese nel 2007, mentre il 2008 ha registrato un aumento considerevole delle piovosità, e questo ne ha influenzato la produzione. Si stima che la produzione da tale fonte non possa superare i 60.000 GWh annui. Da queste considerazioni e dalle variazioni percentuali calcolate si può prevedere quella che sarà la produzione relativa alle fonti rinnovabili:

Gwh	2008	2009	2010	2011	2012
Eolico	4861,30	5857,68	6736,34	7409,97	8150,97
Fotovoltaico	193,00	955,10	2865,31	4297,96	6446,94
Geotermico	5520,30	5630,71	5743,32	6317,65	6444,01
Biomasse e rifiuti	7522,50	8137,94	8803,74	9524,01	10303,20
Idroelettrico	47227,00	53366,51	54604,33	55870,87	57166,78
Totale	65324,10	73947,95	78753,04	83420,46	88511,90

A questo punto si hanno tutti i dati per conoscere il numero di permessi mancanti e quindi da acquistare attraverso il meccanismo dell'emission trading. (Dati espressi in MtCO₂/anno)

ANNO	Emissioni totali	Quote allocate	Differenza
2008	141,31	116,64	24,67
2009	130,72	108,40	22,32
2010	121,53	101,33	20,20
2011	108,11	89,64	18,47
2012	101,75	87,30	14,45

Considerando che il valore medio registrato dal sistema elettronico di negoziazione dei diritti di emissione di biossido di carbonio registrato nel 2008 è di 12,50 €/t CO₂, nel mese di dicembre 2008, per il calcolo dell'extra-costi si divide il costo totale per la produzione:

ANNO	Extra-costi [M€]	€/Mwh
2008	308,40	0,91
2009	278,94	0,88
2010	252,50	0,79
2011	230,83	0,72
2012	180,59	0,56

Nel calcolo del costo per MWh, si è considerato che tutto il costo verrà ripartito tra i consumatori finali, quindi si è diviso il totale per la richiesta di energia. Il costo da imputare al MWh ha un andamento decrescente, questo perché la direttiva impone di ridurre la produzione da tecnologie che prevedono una maggiore emissione di CO₂, ad esempio gli impianti che utilizzano prodotti petroliferi cesseranno la loro attività, ciò ha fatto sì che il nuovo mix energetico immetta in atmosfera una minore quantità di gas clima-alternati. Nella diminuzione del costo influisce anche il fatto che la riduzione delle quote allocate è, percentualmente, minore della riduzione delle emissioni, nel periodo 2008-2012 le emissioni registreranno una diminuzione del 28,00%, mentre le quote allocate del 25,15% in questo modo si ha un minor ricorso al mercato dei permessi di emissioni, di conseguenza vi saranno meno costi. Se si ipotizza anche per le quote di emissione una diminuzione del 28,00%, il ricorso al

mercato sarebbe maggiore e quindi il costo per l'acquisto di permessi maggiore, invece con le percentuali suddette il numero di quote mancante è minore con costi relativi minori.

5.2 SECONDO CASO

Nel caso precedente si è considerato un costo costante del permesso pari a 12,50 [€/tCO₂], il sistema emission trading prevede che il prezzo dei permessi non sia costante, ma variabile, determinato dall'incontro della domanda e dell'offerta. Al variare del prezzo si può andare a considerare una diversa ripartizione della produzione da fonti fossili, questo perché l'effetto della direttiva EU ETS è quello di spostare il dispacciamento delle diverse tipologie di produzione verso una soluzione caratterizzata complessivamente da minori emissioni all'aumentare del costo del permesso. Ogni combustibile dalla propria combustione emette una certa quantità di CO₂, che è causa dell'inquinamento e quindi anche del costo dell'acquisto dei permessi di emissione. Il fattore emissivo non è lo stesso per ogni combustibile, ma si differenzia in base alle proprie caratteristiche. Si può pensare di attribuire al costo di acquisto di ogni fonte, un ulteriore costo dovuto alle emissioni, cioè un costo che riflette il prezzo del permesso di emissione sul combustibile, inglobando nel costo del combustibile il costo dei permessi di emissione. Di seguito si vede come è possibile calcolare questo extra-costi.

Si divide la CO₂, che viene emessa dalla combustione, per il potere calorifero della fonte fossile, ottenendo il coefficiente γ , che rappresenta la quantità di CO₂ emessa per ciascuna Gcal prodotta dalla combustione di quel tipo di combustibile, l'aumento di costo, da applicare al costo di acquisto del combustibile, si ottiene moltiplicando γ per il valore di mercato del permesso (espresso in [€/tCO₂]).

Nella seguente tabella viene indicato per ogni fonte il potere calorifero, la CO₂ da combustione e il coefficiente γ :

COMBUSTIBILE	PC	CO2 da combustione	γ [t CO ₂ /Gcal]
Carbone	6,3 [Gcal/t]	2,482 [t CO ₂ /t]	0,39
Olio	8,25 [Gcal/t]	3,078[t CO ₂ /t]	0,23
Metano	9,8 [Gcal/10 ³ Sm ³]	1,928 [t CO ₂ /10 ³ Sm ³]	0,31

Dall'entrata in vigore dell'emission trading i valori di contrattazione dei permessi di emissione, sono oscillati tra gli 8 e i 15 euro la t CO₂, si ipotizza diversi prezzi di vendita e come questi andranno ad incidere sul costo della fonte. I prezzi considerati sono 10 e 20 € la tonnellata, cioè valori che si attestano sulle contrattazioni registrate, e un valore più alto di contrattazione ovvero 40 € la tonnellata.

La seguente tabella riporta l'incremento da attribuire ai combustibili al variare del valore di mercato del permesso di emissione:

COMBUSTIBILE	Costo base del combustibile €/t	Costo CO ₂ [€/t] con V _{permesso} pari a:		
		10 [€/tCO ₂]	20 [€/tCO ₂]	40 [€/tCO ₂]
Carbone	105,45	24,82	49,64	99,28
Olio	501,89	30,78	61,56	123,12
Metano	313,36	19,28	38,56	77,12

Per calcolare il costo della CO₂ riferito alla singola tonnellata, si è moltiplicato il fattore γ per il valore del permesso, trovando il costo in €/Gcal. Si è poi moltiplicato tale valore per il potere calorifero, prima, e per il fattore di emissione della CO₂ dalla combustione, poi, in questo modo si è calcolato l'extra-costi riferito alla tonnellata. Per ogni valore di permesso il prezzo del carburante è dato dalla somma del costo di acquisto e dell'incidenza del permesso. Nella tabella seguente il costo è espresso in €/tep:

Valore permesso €/tCO ₂	costo carburante €/tep	costo carburante €/tep		
		10	20	40
Carbone	64,29	79,42	94,56	124,82
Olio	496,72	527,19	557,65	618,58
Metano	260,02	276,02	292,02	324,02

Si considera la produzione dell'anno 2008 e si suppone che il valore dei permessi di emissione sia pari a 10 [€/tCO₂], 20[€/tCO₂] e 40[€/tCO₂]. Si sa che lo scopo del meccanismo di emission trading è di spostare la produzione verso tecnologie che emettano la minore quantità di CO₂ in atmosfera. Si considera di variare il mix energetico, al variare del valore di emissione, diminuendo la produzione

da carbone e prodotti petroliferi e aumentando la generazione da gas, cioè si riduce la generazione da fonti che hanno un alto fattore di emissione e si sofferisce a tale ammanco di produzione con un aumento della produzione da parte del gas, combustibile che ha il minor fattore di emissione, in questo modo si applica l'effetto del meccanismo EU ETS. Per quanto riguarda la produzione da fonte rinnovabile si considera di mantenerla costante ai valori del 2008. La richiesta energetica nell'anno in esame è stata di 337.640 GWh, di questi 261.328 GWh da fonte fossile e 65.324 GWh da fonte rinnovabile. La produzione da carbone e prodotti petroliferi è stata di 82.172 GWh, generazione ripartita tra i due combustibili nel modo seguente, circa il 75% generata dal carbone e il restante dai prodotti petroliferi, il numero dei permessi mancanti è stato di 24,67 MtCO₂ (il calcolo di tale ammanco è scritto in appendice). Calcolata la ripartizione di produzione attraverso le percentuali di produzione delle due fonti, la si è divisa per il fattore di emissione medio del parco italiano cioè 0,541 ktCO₂/GWh. I coefficienti di riduzione delle emissioni sono pari al maggior aumento di prezzo registrato nelle tre fonti. Il Carbone è la fonte che ha registrato il maggior aumento di prezzo. Per un valore del permesso pari a 10 [€/tCO₂] si considera una riduzione delle emissioni del 3,5%, valore del permesso 20 [€/tCO₂] riduzione del 8,5% ed infine valore del permesso 40[€/tCO₂] riduzione dell'15,3%. Le riduzioni percentuali vengono fatte rispetto il totale delle emissioni 141,31 MtCO₂.

Valore permesso €/tCO ₂		10	20	40
Riduzione Kt CO ₂		4827,42	12068,55	21723,40
Energia non prodotta carbone GWh		6990,29	17475,73	31456,32
Energia non prodotta petrolio GWh		2130,60	5326,50	9587,69

La tabella visualizza la riduzione di emissione, e come tale riduzione di emissione è stata ripartita nella produzione da carbone e petrolio, in base alle percentuali di generazione di tali fonti nel 2008.

Nella tabella successiva, viene analizzato per il carbone e il petrolio, la riduzione nella produzione di energia elettrica, ovviamente l'energia non generata da tali fonti verrà prodotta dal gas. Dall'energia non prodotta si calcola la quantità di tep risparmiate, poi moltiplicando tale valore per il fattore emissivo si conoscono le emissioni di CO₂ risparmiate. Poiché il carburante non utilizzato rappresenta un risparmio perché un

costo che non si deve sostenere, deve essere sottratto nel costo del nuovo mix energetico. Il calcolo del risparmio è stato fatto moltiplicando le tep per il costo del carburante della tabella precedente.

Carbone risparmiato			
Valore permesso €/tCO2	10	20	40
Energia non prodotta	6.990,29	17.475,73	31.456,32
ktep non consumate	1.670,16	4.175,39	7.515,71
emissioni risparmiate ktCO2	6.730,73	16.826,83	30.288,30
costo risparmiato k€	132.648,29	394.805,91	938.117,33

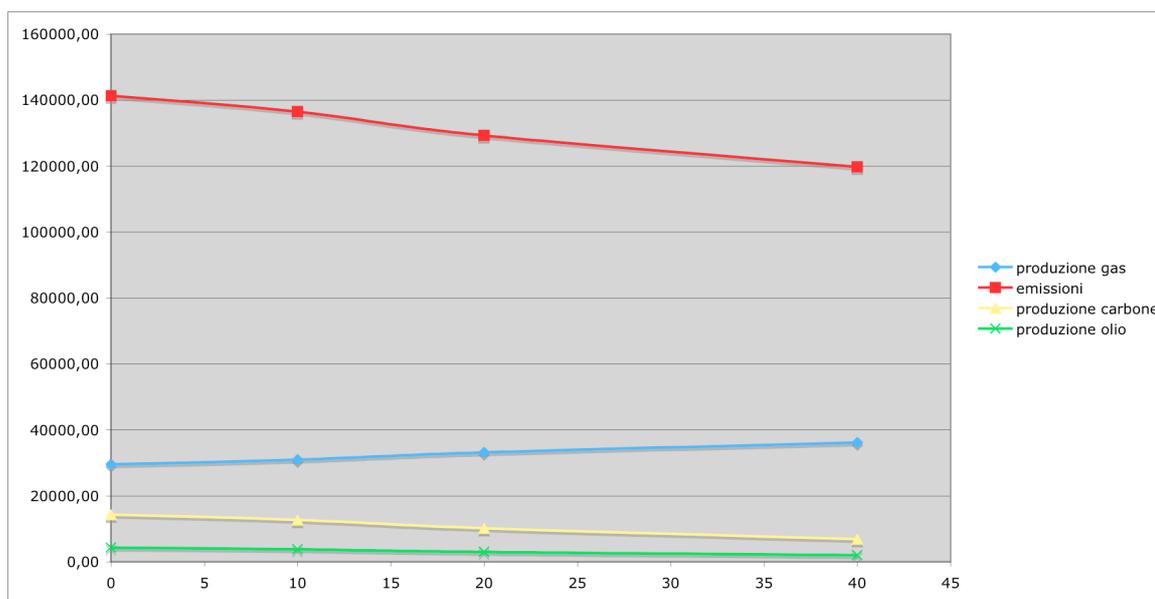
Petrolio risparmiato			
Valore permesso €/tCO2	10	20	40
Energia non prodotta	2.130,60	5.326,50	9.587,69
ktep non consumate	479,62	1.199,05	2.158,29
emissioni risparmiate kt CO2	1.568,36	3.920,90	7.057,61
costo risparmiato k€	252.849,27	668.649,84	1.335.065,65

Ovviamente per sopperire alla richiesta di domanda elettrica, la generazione da gas deve aumentare in modo da compensare la riduzione dovuta al carbone e al petrolio, con un conseguente aumento delle emissioni e delle tep consumate dalla fonte gas. Come nelle tabelle precedenti, nella seguente tabella vengono indicate le tep aggiuntive di gas consumate, il livello delle emissioni e il costo del carburante dovuto all'aumento di produzione:

Valore permesso €/tCO2		10	20	40
ktep gas		1.477,31	3.693,27	6.647,88
kCO2 emessa so che 2,35 tCO2/tep		3.471,67	8.679,18	15.622,52
Costo aumento produzione k€		407.770,97	1.078.514,30	2.154.038,54

Quindi la variazione del valore del permesso comporta una variazione nel consumo di combustibile per fonte energetica, la seguente tabella mostra i consumi di carburante dati espressi in ktep:

MtCO ₂	emissioni	produzione gas	produzione carbone	produzione olio
0	141312,01	29551,78	14326,46	4321,00
10	136484,59	31029,09	12656,31	3841,38
20	129243,46	33245,05	10151,07	3121,95
40	119588,61	36199,66	6810,76	2162,71



Dalla conoscenza dei dati relativi al carbone, al petrolio e al gas, si determina il costo aggiuntivo da imputare al singolo MWh.

Costo per il nuovo mix				
Valore permesso €/tCO ₂		10,00	20,00	40,00
N° permessi ancora mancanti Kt CO ₂		19.844,59	12.603,46	2.948,62
Costo acquisto permessi k€		198.445,89	252.069,15	117.944,60
Costo per il nuovo mix k€		22.273,40	15.058,56	-119.144,44
incremento del costo k€		220.719,30	267.127,71	-1.199,83
Aumento €/MWh		0,69	0,84	0,00

Nel dettaglio si vede come sono stati ricavati i dati della tabella:

- N° permessi mancanti: è la differenza tra i permessi mancanti totali, 24,67 MtCO₂ detratti di quelli risparmiati attraverso il nuovo mix energetico
- Costo acquisto permessi: è il prodotto tra il valore dei permessi e il n° di permessi mancanti

- Costo per il nuovo mix: questo valore è calcolato come differenza tra l'aumento di costo dovuto al maggior acquisto di gas, e il risparmio nel costo del combustibile dovuto alla riduzione di produzione di carbone e prodotti petroliferi
- Incremento del costo: è la somma tra il costo di acquisto dei permessi e il costo del nuovo mix
- Aumento €/MWh: è dato dal rapporto tra l'incremento del costo e la produzione di energia dell'anno 2008

In questo caso si è visto come è possibile ripartire il costo dovuto all'acquisto dei permessi di emissione in base al fattore emissivo di ogni combustibile. Ciò ha portato ad assegnare ad ogni combustibile un prezzo che dipende dal valore del permesso, ed una incidenza che non è la stessa per ogni fonte energetica, ma che dipende dal fattore emissivo che essa ha. Si nota che a fronte di una riduzione delle emissioni del 15,3% del totale delle emissioni e per un valore di permesso pari a 40 [€/tCO₂] il nuovo mix di produzione non dà ulteriori incrementi di costo dovuti all'applicazione del protocollo di Kyoto, questo perché, la variazione di mix energetico porta da una riduzione del costo del combustibile impiegato. All'aumentare del costo valore del permesso, si ha una maggiore incidenza del prezzo del permesso sul carbone e petrolio che hanno un coefficiente di emissione maggiore rispetto al gas. Mentre si vede nella tabella, che per gli altri valori di permesso si registra un aumento di costo per il nuovo mix, quindi un aumento di costo del MWh. Abbiamo visto come la produzione da carbone sia maggiore rispetto a quella da olio, questo giustifica il fatto che il maggior decremento di produzione lo si ha nel carbone. Quindi per un valore di permesso di 40 [€/tCO₂], si ha sia una riduzione di costo per l'acquisto di permessi, in quanto se ne devono comprare meno, ma anche una riduzione nel costo del nuovo mix energetico. Tale riduzione nel costo del nuovo mix la si registra perché, il carbone ed il petrolio rispetto al gas hanno un fattore emissivo di CO₂ più alto, quindi l'incidenza del valore del permesso da sommare al costo del combustibile è maggiore nelle prime due fonti che nell'ultima. Ciò significa che a fronte di un aumento di valore di mercato del permesso, percentualmente la maggiore incidenza di tale costo ricade sul carbone e sul petrolio, generando quindi un costo di acquisto più alto. In questo modo invece di un incremento di costo si ha un risparmio, cioè una produzione basata prevalentemente sul gas e solo in minima parte sul carbone e sul petrolio costa meno,

portando ad un risparmio in termini di spesa di combustibile e quindi di costi variabili. Ecco che queste ragioni sono le cause principali che portano ad azzerare l'extra-costi, nel caso di costo di permesso pari a 40€/tCO₂, a fronte di una produzione costante nei tre casi. Ciò mostra che ad un valore di permesso alto non corrisponde un extra-costi elevato, questo è vero se si applica le indicazioni della direttiva, ovvero spostare il dispacciamento verso una produzione con meno emissioni.

5.3 RUOLO DEI JI e CDM

Tra i meccanismi flessibili che si possono utilizzare per il raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto, si hanno anche i JI e CDM. Il meccanismo di Joint Implementation (JI) è disciplinato dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto e permette alle imprese dei Paesi industrializzati con vincoli di emissione (elencati nell'Allegato I della Convenzione delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici) di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra in altri Paesi ugualmente soggetti a vincoli di emissione. Mentre il Clean Development Mechanism (CDM), disciplinato dall'art. 12 del Protocollo di Kyoto, permette alle imprese dei Paesi industrializzati con vincoli di emissione di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra nei Paesi in via di sviluppo.

L'Italia attraverso una collaborazione tra imprese e governo, sta sviluppando e ha già anche realizzato diversi progetti nella regione dei Balcani. Oltre all'utilizzo dei meccanismi precedentemente descritti, sono stati sviluppati progetti per riforestazione di diverse aree, ovvero la creazione di siti definiti carbon sinks. Attraverso le emissioni evitate, dalla realizzazione dei progetti, relative ai vari meccanismi, vengono generati per i JI gli ERUs, per i meccanismi CDM i CERs ed infine per i carbon sinks i certificati verdi, con il seguente rapporto ad ogni unità di credito corrisponde il permesso alla emissione di 1 tonnellata di CO₂ eq.

I progetti sviluppati nei Paesi Balcani produrranno un quantitativo di permessi di emissione pari a 55,34 MtCO₂ per un importo di circa 800 M€.

Attraverso la realizzazione di aree carbon sinks, cioè attraverso la afforestazione, verranno prodotti permessi per un valore pari a 30,5 MtCO₂ per un importo di 345 M€. La rimanenza ovvero circa 24 MtCO₂ sono dati dalla realizzazione di progetti che prevedono:

- Generazione di energia idroelettrica
- Interventi di efficienza energetica
- Interventi di risparmio energetico (produzione congiunta di calore ed elettricità)
- Energia da rifiuti
- Sostituzione combustibile

Il costo per realizzare tali progetti è stimato in circa 480 M€. Attualmente, dei progetti previsti, ne sono stati realizzati il 10%, mentre per il restante si stanno svolgendo studi di fattibilità, si stanno ultimando i progetti o non è ancora stato pubblicato il bando di assegnazione. Quindi ad oggi la spesa è di circa 110 M€ per un valore di permessi di emissione pari a 5 MtCO₂. Si può analizzare l'effetto di tali progetti sul costo del MWh, considerando il contributo che potranno dare agli scenari analizzati precedentemente. Si ipotizza che la produzione da fonte fossile e da fonte rinnovabile rimanga la stessa analizzata nel primo caso cioè:

ANNO	Fonti fossili	Produzione fossile		
		Gas	Solidi	Olio
Gwh				
2008	260.412,00	178.240,00	62.977,00	19.195,00
2009	242.592,65	169.328,00	59.828,15	13.436,50
2010	226.692,80	160.416,00	56.679,30	9.597,50
2011	205.034,45	151.504,00	53.530,45	0,00
2012	192.973,60	142.592,00	50.381,60	0,00

Gwh	2008	2009	2010	2011	2012
Eolico	4861,30	5857,68	6736,34	7409,97	8150,97
Fotovoltaico	193,00	955,10	2865,31	4297,96	6446,94
Geotermico	5520,30	5630,71	5743,32	6317,65	6444,01
Biomasse e rifiuti	7522,50	8137,94	8803,74	9524,01	10303,20
Idroelettrico	47227,00	53366,51	54604,33	55870,87	57166,78
Totale	65324,10	73947,95	78753,04	83420,46	88511,90

Si è visto che le emissioni relative a tale mix energetico sono le seguenti (Dati espressi in MtCO₂/anno):

ANNO	Emissioni totali	Quote allocate	Differenza
2008	141,31	116,64	24,67
2009	130,72	108,40	22,32
2010	121,53	101,33	20,20
2011	108,11	89,64	18,47
2012	101,75	87,30	14,45

Attraverso un mix energetico che varia, di anno in anno, in base alle ipotesi di produzione del PNA, l'extra-costo è il seguente:

ANNO	Extra-costo [M€]	€/Mwh
2008	308,40	0,91
2009	278,94	0,88
2010	252,50	0,79
2011	230,83	0,72
2012	180,59	0,56

Per analizzare l'incidenza dei permessi di emissione, si detrae dai costi l'importo relativo alla vendita dei crediti, ma si deve sommare il costo relativo all'ammortamento della spesa per la realizzazione dei progetti. Si ipotizza che il costo di realizzo sia ammortizzato in un periodo pari a cinque anni, ovvero il secondo periodo di attuazione del protocollo di Kyoto 2008-2012. Si ipotizza inoltre che il prezzo di vendita dei crediti sia quello registrato nel mese di dicembre 2008, 12,50 € tCO₂, dalla vendita dei crediti si ha un profitto pari a 62 M€, mentre il costo da sommare relativo all'ammortamento è di 22 M€. Dati espressi in M€ e MtCO₂

ANNO	CDM JI	Ammortamento	Emissioni totali	Quote allocate	Differenza	Extra-costo	€/Mwh
2008	62,500	22,000	141,312	116,640	24,672	267,900	0,793
2009	62,500	22,000	130,715	108,400	22,315	238,439	0,751
2010	62,500	22,000	121,530	101,330	20,200	212,000	0,664
2011	62,500	22,000	108,106	89,640	18,466	190,325	0,593
2012	62,500	22,000	101,747	87,300	14,447	140,085	0,434

Si nota che attraverso la realizzazione delle attività nell'area balcanica si ha una riduzione nell'extra-costo da imputare al singolo MWh, pari a:

ANNO	Incidenza €/MWh
2008	-0,120
2009	-0,128
2010	-0,127
2011	-0,126
2012	-0,125

Nel secondo caso analizzato, mix energetico del parco di produzione che varia al variare del valore di mercato dei permessi, si hanno riduzioni che in termini di €/MWh sono diverse, in quanto il prezzo del permesso sul mercato ha valori diversi. Interessante è il caso nel quale il valore del permesso di emissione è di 40 [€/tCO₂], perché se si utilizza un mix di combustibili fossili come quello ipotizzato nel caso in esame ad una riduzione delle emissioni pari a 21,57 MtCO₂ si deve aggiungere l'ulteriore riduzione di 5 MtCO₂ data dai crediti. Poiché nel 2008 i permessi mancanti rispetto le quote assegnate erano di 24,67 MtCO₂, dalla differenza tra il numero di permessi mancanti e i crediti di emissione, si ha un avanzo di crediti per un importo pari a 1,9 MtCO₂ che corrisponde ad un valore di 76 M€, che corrisponde ad una riduzione nel costo dell'energia elettrica pari a 0,22 €/MWh.

5.4 COSTO OPPORTUNITA'

Il costo opportunità si basa sul fatto che i permessi di emissione, che sono distribuiti gratuitamente attraverso il PNA, assumano immediatamente un valore di mercato per chi li acquisisce. Il soggetto produttore di energia può considerare i permessi come un'opportunità di profitto, perché se il suo impianto emette un maggior numero di unità di emissione rispetto ai permessi che gli sono stati assegnati, deve ricorrere al mercato e comprare i permessi mancanti, nello stesso modo può pensare che gli sono stati assegnati gratuitamente, abbiano un valore e quindi recuperare tale valore. In termini di profitto questo significa che, se il generico produttore di energia utilizza i permessi di cui è proprietario per coprire le proprie emissioni, esso potrebbe voler recuperare il profitto perso a causa della mancata vendita di quegli stessi permessi sul mercato delle emissioni. Di conseguenza si crea la possibilità, per il produttore di trasferire il costo derivante dall'opportunità di profitto persa sul prezzo dell'energia prodotta. Il trasferimento totale o parziale del costo opportunità del permesso di emissione sul costo variabile di produzione, si ribalta direttamente sul prezzo dell'elettricità pagato dal consumatore.

Consideriamo che il produttore voglia recuperare tutto il costo opportunità, ovvero il caso peggiore.

Costo per il nuovo mix				
Valore permesso €/tCO ₂		10,00	20,00	40,00
N° permessi ancora mancanti kt CO ₂		19844,59	12603,46	2948,62
Costo acquisto permessi k€		198445,89	252069,15	117944,60
Costo opportunità k€		1166400,00	2332800,00	4665600,00
Costo per il nuovo mix k€		22273,40	15058,56	-119144,44
incremento del costo k€		1387119,30	2599927,71	4664400,17
Aumento €/MWh		4,11	7,70	13,81

Si nota che considerando anche il costo opportunità, l'extra-costo da imputare al singolo MWh, nel caso di un mix energetico che varia al variare del valore del permesso, è di gran lunga superiore al costo reale dell'EU ETS, questo perché nei costi variabili è stato aggiunto il costo relativo al potenziale profitto. Nel caso seguente si considera un valore di mercato dei permessi pari a 12,50 € tCO₂ cioè il

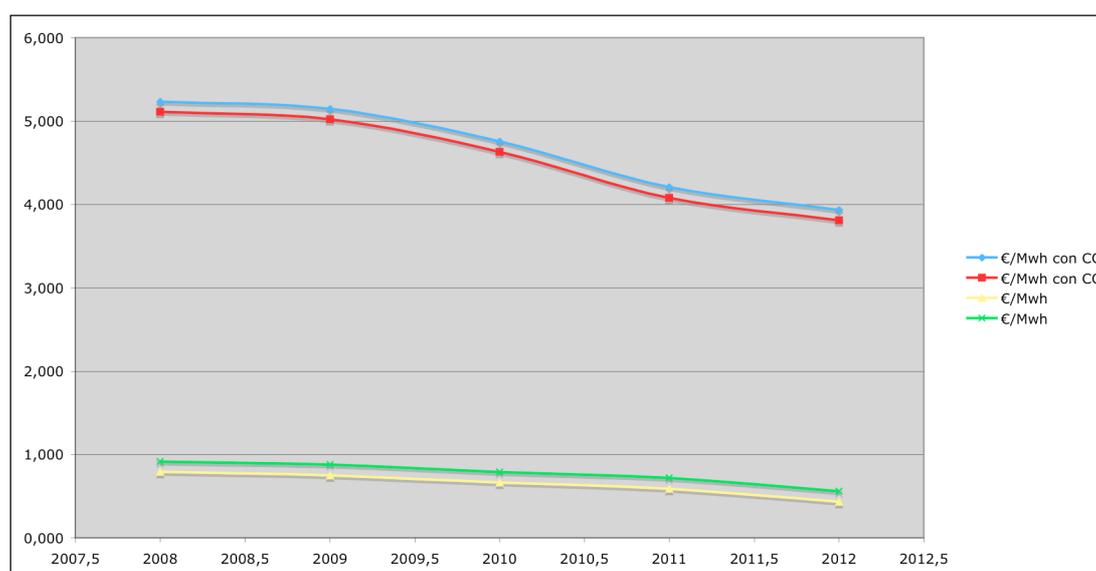
valore medio registrato nel mese di dicembre 2008, e la riduzione di extra-costo dovuta ai crediti derivanti da progetti CDM, JI e carbon sinks:

ANNO	Extra-costo	Costo opportunità	Extra-costo totale	€/Mwh
M€				
2008	267,900	1458,000	1725,900	5,112
2009	238,439	1355,000	1593,439	5,021
2010	212,000	1266,625	1478,625	4,631
2011	190,325	1120,500	1310,825	4,081
2012	140,085	1091,250	1231,335	3,811

Infine si analizza l'incremento di costo che si ha nel periodo 2008-2012 senza considerare i crediti CMD, JI e ne la variazione di mix energetico al variare del valore del permesso sul mercato:

ANNO	Extra-costo	Costo opportunità	Extra-costo totale	€/Mwh
M€				
2008	308,400	1458,000	1766,400	5,232
2009	278,939	1355,000	1633,939	5,148
2010	252,500	1266,625	1519,125	4,758
2011	230,825	1120,500	1351,325	4,207
2012	180,585	1091,250	1271,835	3,936

Dalle tabelle si vede che il costo opportunità va ad incidere molto sull'extra-costo relativo al singolo MWh, graficamente questa incidenza la si può notare nel seguente grafico che pone a confronto i vari extra-costi nelle varie ipotesi di studio:



Ovviamente, non è detto che i produttori decidano di trasferire integralmente o in misura consistente il costo opportunità sul prezzo dell'energia, anche perchè recuperare tali extra profitti significa gravare notevolmente sul costo dell'energia elettrica, per evitare questa possibilità di extra profitto vengono fatti controlli sul prezzo dell'energia.

5.5 INEFFICIENZA DELL'ALLOCAZIONE DEI PERMESSI

Un'ulteriore incremento di costo per il sistema elettrico, che si ribalterebbe direttamente sul consumatore finale, è dato da un'allocazione non equilibrata dei permessi di emissione tra i produttori. Nel PNA italiano si legge che, per il settore termoelettrico, *“i permessi sono allocati sulla base della produzione prevista”*. Non si fa riferimento alle emissioni storiche perché si è voluto tener conto della radicale trasformazione di cui è stato oggetto il parco termoelettrico italiano negli ultimi anni. Questo criterio di attribuzione richiede però che l'analisi sulla produzione futura sia la più accurata possibile in modo tale da attribuire i permessi nella maniera più efficiente e vicina alle effettive emissioni degli impianti. Un'allocazione che si discosta da quella ottimale è causa di un'aumento dei costi per il consumatore. Infatti, da un lato i produttori che avranno ricevuto meno permessi rispetto alla quantità ottimale, vedranno aumentare i loro costi a causa del maggiore esborso per l'acquisto dei permessi sul mercato e, quindi, ribalteranno tali extra-costi sul consumatore; mentre i produttori che avranno ricevuto permessi in eccesso, potranno godere di minori costi per l'acquisto dei permessi. Se l'eccesso di permessi ricevuti dal PNA è particolarmente rilevante essi potrebbero trovarsi nella condizione di poter vendere sul mercato parte dei permessi ricevuti gratuitamente e non utilizzati per coprire le emissioni. Tutto questo si traduce in un'ulteriore incremento di costi per l'utente, quindi per evitare eccessivi costi è opportuno che venga effettuata un'allocazione dei permessi la più efficiente possibile, per fare ciò la previsione di produzione di energia elettrica deve essere fatta nel modo più accurato.

6. CONCLUSIONI

Si è visto che l'uso dei meccanismi previsti dal protocollo per il raggiungimento degli obiettivi, non comporta extra-costi elevati, anche se si devono tutelare gli utenti dalla possibilità dei produttori di applicare alle tariffe il costo opportunità. Oltre all'utilizzo di tali meccanismi, si devono anche sviluppare progetti che non prevedano immissione di CO₂ in atmosfera, che agiscano sia sulla produzione di energia ma anche sul consumo della stessa.

Dall'entrata in vigore del protocollo di Kyoto, l'Italia ha approvato politiche ambientali che prevedono una maggiore efficienza di abitazioni e di luoghi pubblici con una classificazione degli stessi in base a delle categorie di efficienza. Sulla scia di queste politiche sono stati sviluppati diversi progetti, che prevedono la riqualificazione di edifici, attraverso l'uso di impianti fotovoltaici, geotermici e l'impiego del minieolico, ma anche progetti che prevedono la costruzione di nuovi edifici che devono rispettare le direttive ambientali.

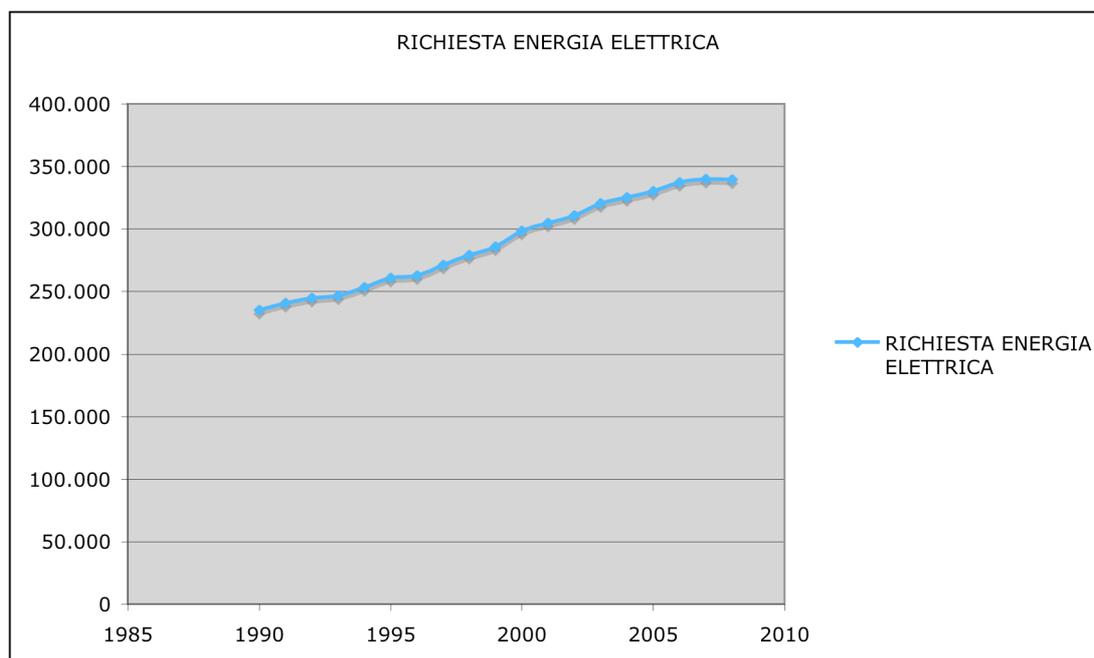
Un progetto molto interessante è quello sviluppato da Mario Cucinella, "Il mio piano casa". Questo progetto è stato presentato la prima volta nel 2007 e prevede la costruzione di una casa di 100 mq con una spesa di 100.000 €. Oltre il costo molto basso di realizzo delle unità abitative, la casa del progetto si differenzia perché è una piccola centrale energetica. La casa prevede un impianto solare fotovoltaico e termico sul tetto che copre tutti i fabbisogni dell'edificio, le superfici vetrate sfruttano al meglio il calore del sole, in modo da avere un risparmio termico. Ci sono poi un serbatoio di raccolta delle acque piovane, pompe di calore a sonde geotermiche verticali o ad acqua di falda e turbine eoliche. Per ogni abitazione il tetto ospita circa 30 metri quadrati di pannelli fotovoltaici, i quali producono 42,4 Kwh per ogni metro quadrato di alloggio, le sonde geotermiche sfruttano la temperatura costante del sottosuolo di 15°C - 16°C; le pale eoliche sono ad asse verticale e producono tra i 6.000 e i 10.000 kWh l'anno. È stato stimato che la spesa media di una famiglia è di 2461 € (Fonte ISTAT), di questi circa il 5 per cento, quindi 123 €, viene destinato a combustibili ed energia elettrica. Si prevede che case di questo tipo abbiano una capacità produttiva pari a 42,4 kWh/m²anno mentre il consumo è stimato in 37,9 kWh/m²anno, questo significa che ogni unità abitativa produce un surplus elettrico pari a 4,5 kWh/m²anno, diventando quindi una piccola centrale elettrica. Grazie agli incentivi statali il costo per la realizzazione degli impianti, circa il 35% del totale,

viene dimezzato. Attraverso questi progetti e politiche ambientali, che incentivano l'utilizzo di fonti alternative, avverrà una riduzione delle emissioni di gas climalteranti in atmosfera, perché è vero, che dal punto di vista dei costi, un mix energetico che predilige combustibili con un fattore di emissione di CO₂ più basso o progetti CDM, JI e carbon sinks, riducono il costo dovuto al raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto, andando ad incidere in centesimi di euro sul costo del singolo Mwh, però le emissioni in atmosfera rimangono comunque elevate e danno come conseguenza un'altra serie di costi. Questi costi, sono i così detti costi sociali, cioè i costi dovuti all'inquinamento, che non vengono conteggiati nell'incremento di prezzo del singolo Mwh ma che comunque ogni cittadino paga attraverso altre forme. Ecco quindi che in vista del raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto è bene ridurre le emissioni ed incentivare, come si sta già facendo, progetti che presentano uno sviluppo di energie alternative.

APPENDICE I

RICHIESTA ENERGETICA ITALIANA

Il seguente grafico mostra l'andamento della domanda energetica in Italia a partire dall'anno 1990 fino al 2008:



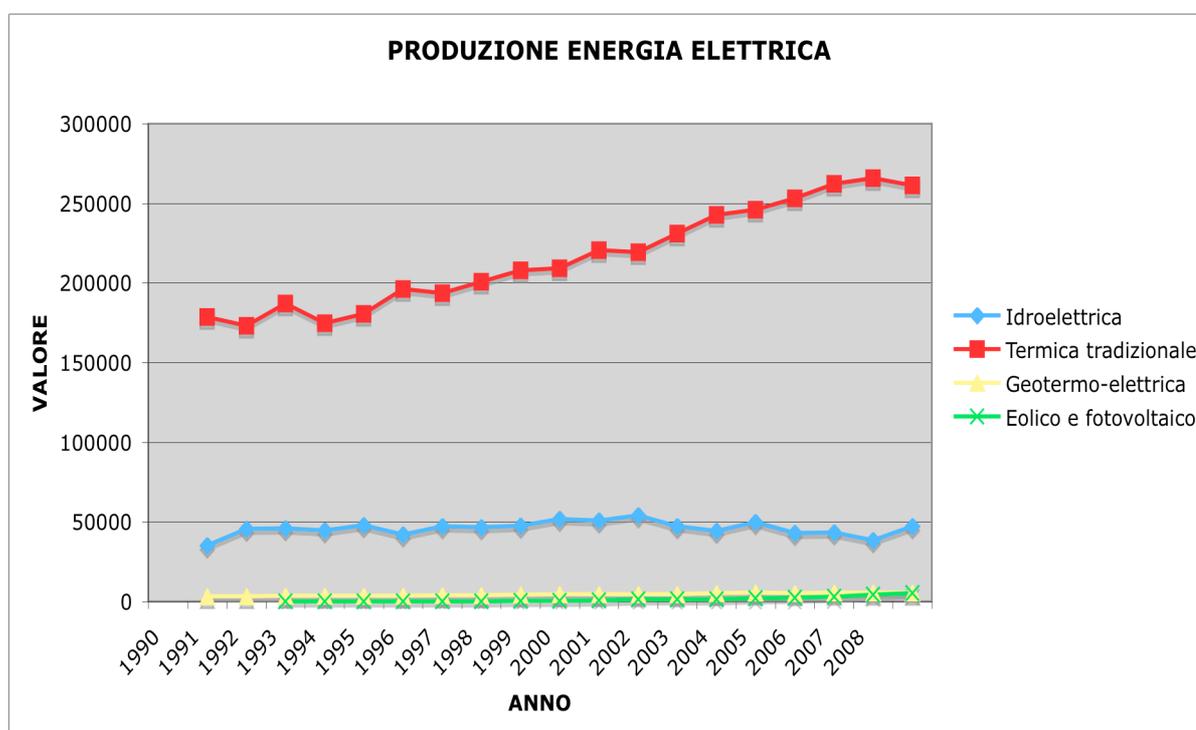
si può notare come dal 1990 al 2008 vi sia stato un aumento di domanda pari al 144,38%.

La seguente tabella e grafico ci mostrano l'aumento registrato nella produzione secondo fonte di combustibile, valori espressi in GWh:

ANNO	Idroelettrica	Termica tradizionale	Geotermoelettrica	Eolico e fotovoltaico
1990	35.079	178.590	3.222	
1991	45.606	173.253	3.182	
1992	45.786	186.995	3.459	3
1993	44.482	174.634	3.667	5
1994	47.731	180.648	3.417	8
1995	41.907	196.123	3.436	14

1996	47.072	193.551	3.762	39
1997	46.552	200.881	3.905	124
1998	47.365	207.970	4.214	237
1999	51.777	209.068	4.403	409
2000	50.900	220.455	4.705	569
2001	53.926	219.379	4.507	1.183
2002	47.262	231.069	4.662	1.408
2003	44.277	242.784	5.340	1.463
2004	49.908	246.125	5.437	1.851
2005	42.927	253.073	5.324	2.347
2006	43.425	262.165	5.527	2.973
2007	38.481	265.754	5.569	4.073
2008	47.227	261.328	5.520	5.054

Fonte TERNA



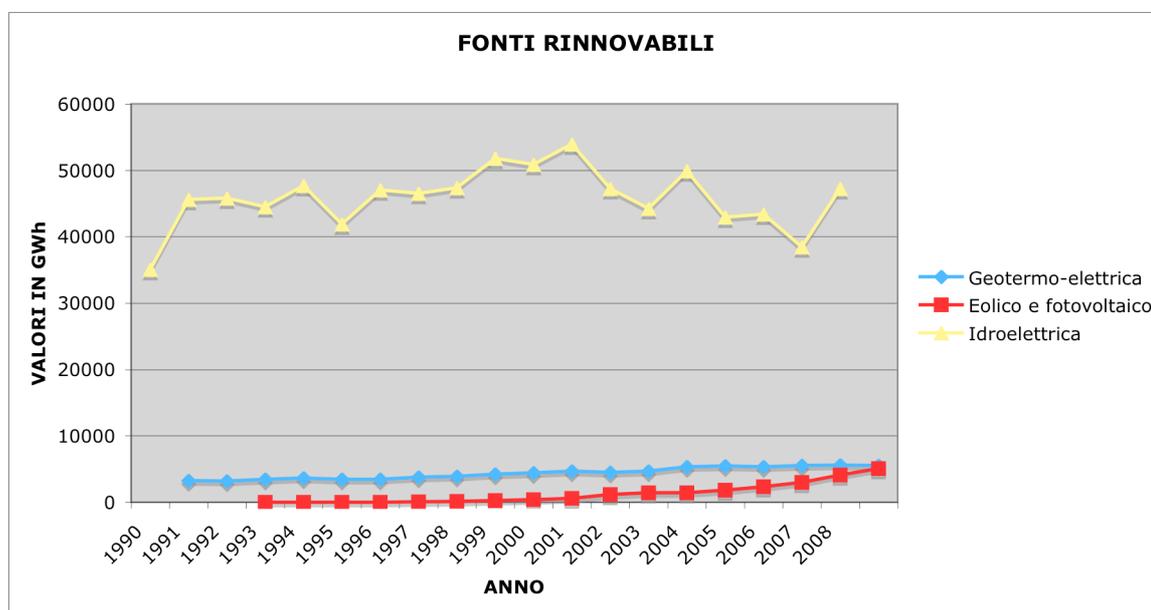
Se si analizza l'andamento della produzione, da un punto di vista percentuale, si può notare come nel periodo in analisi il maggior incremento è stato registrato nelle fonti rinnovabili, rispetto alle fonti fossili.

FONTI RINNOVABILI

Le fonti rinnovabili rappresentano circa il 20% della produzione elettrica italiana, nell'anno in corso è stata registrata la seguente produzione da ogni singola fonte (GWh):

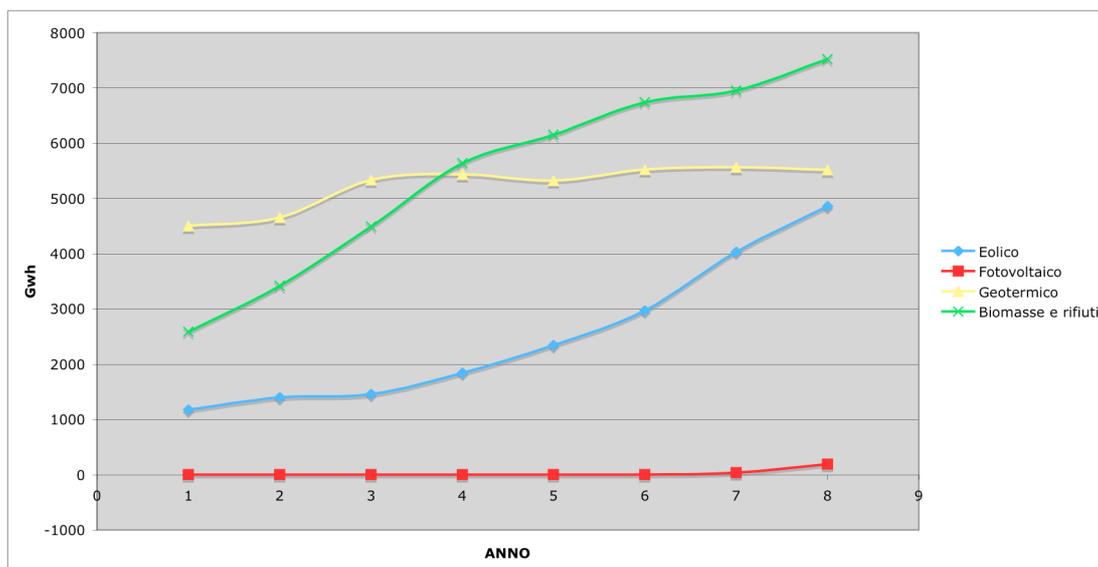
	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse	Idrico
2008	4861,3	193	5520,3	7522,5	47227

Analizzando i dati, si vede che il comparto idrico è il maggior produttore, infatti su una produzione totale, dell'anno 2008, di 65.324,1 GWh, la percentuale da attribuire al comparto idrico è del 72,30%, dando a tale fonte un ruolo molto importante. Dal 1990 ad oggi l'idroelettrico ha incrementato la produzione mediamente del 34% registrando un picco della produzione nel 2001 con 53.926 GWh prodotti.



Nel grafico precedente sono stati inseriti i dati relativi alle varie produzioni. La produzione del settore idroelettrico dipende dalle precipitazioni che si verificano durante l'anno, per questo motivo si nota che la produzione ha un andamento altalenante.

Analizziamo nel dettaglio i contributi dati da eolico, fotovoltaico, geotermico ed infine biomasse e rifiuti:



	Eolico	Fotovoltaico	Geotermico	Biomasse e rifiuti
2001	1178,6	4,8	4506,6	2587,3
2002	1404,2	4,1	4662,3	3422,6
2003	1458,4	5	5340,5	4493
2004	1846,5	4	5437,3	5637,2
2005	2343,4	4	5324,5	6154,8
2006	2970,7	2,3	5527,4	6744,6
2007	4034,4	39	5569,1	6953,6
2008	4861,3	193	5520,3	7522,5

Fonte TERNA

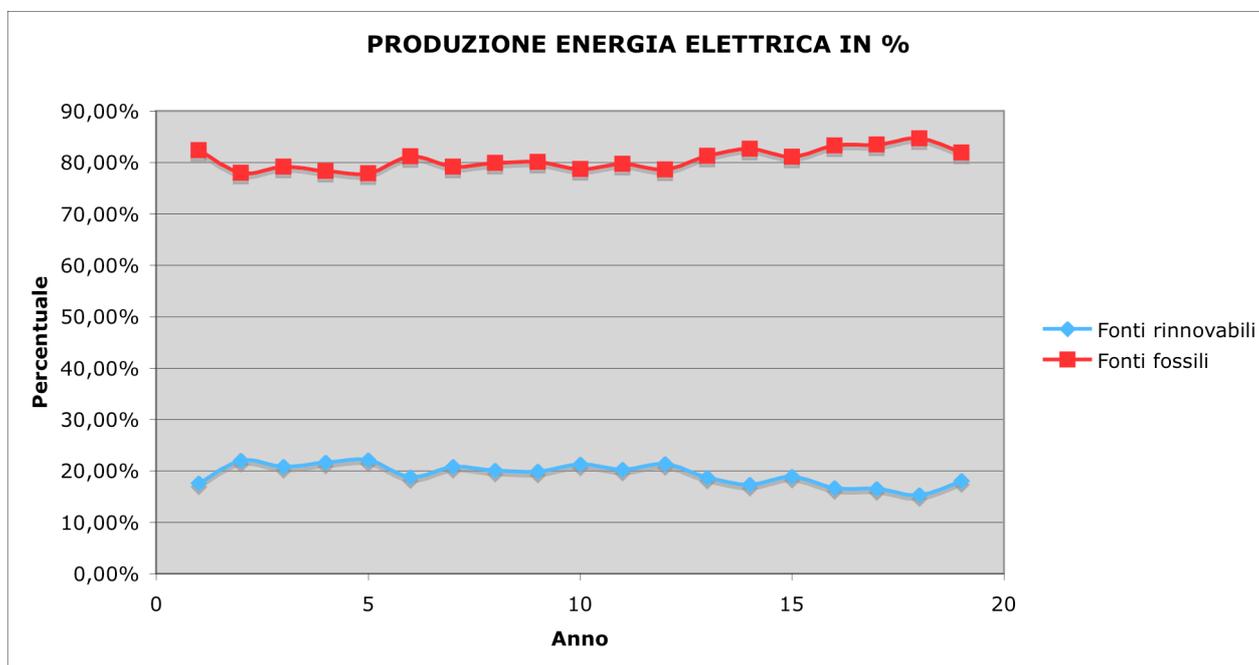
Queste fonti energetiche rappresentano solo una piccola parte della produzione italiana, infatti la loro percentuale varia dallo 0,06% del fotovoltaico al 2,22% delle biomasse e rifiuti rispetto il totale, però da un punto di vista di crescita di produzione sono le tecnologie che hanno registrato l'incremento maggiore. Basti considerare che, nel periodo 2001-2008, l'eolico ha registrato un aumento del 412,46 %, le biomasse del 300% quindi valori di crescita molto elevati. Tali aumenti si sono registrati successivamente al 2005, anno nel quale è stata applicata la prima forma di emission trading e di allocazione di unità di emissione, questo in conseguenza alla politica ambientale italiana propensa all'aumento dell'energia da fonte rinnovabile. Come si può leggere nel PNA 2008-2012 italiano:

“gli interventi della politica ambientale italiana hanno l’obiettivo di:

- *Introdurre tecnologie pulite*
- *Utilizzare combustibile meno inquinante*
- *Valorizzare i rifiuti “*

Tale affermazione spiega l’aumento delle fonti rinnovabili, anche se in termini di Gwh ancora modesto, in termini percentuali molto elevato. I risultati di tale politica si notano soprattutto nel fotovoltaico, in tale settore i contributi, dati dallo stato italiano all’installazione di pannelli fotovoltaici, hanno fatto crescere l’interesse e la produzione derivante da questa tecnologia.

Il seguente grafico mostra il peso che hanno le fonti fossili e le fonti rinnovabili nella produzione del comparto elettrico italiano:



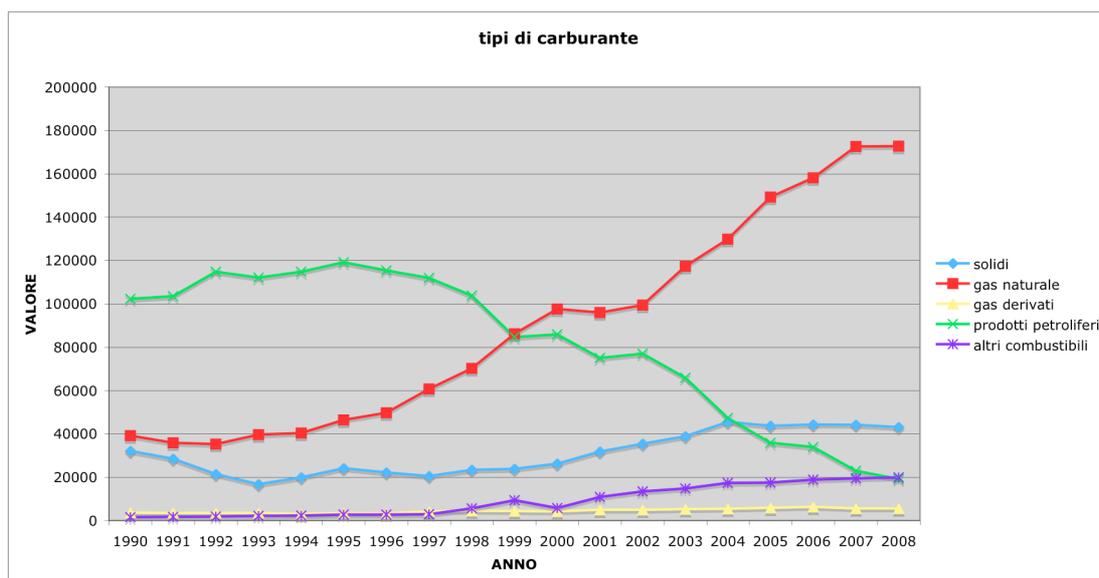
Fonte TERNA

In media la produzione da fonte fossile si attesta al valore dell’ 80% sul totale della produzione, mentre la quota da attribuire alle fonti rinnovabili è del 20%.

FONTI FOSSILI

Come abbiamo appena visto l'energia da fonte fossile rappresenta l'80% della totale produzione. Tale comparto, ha subito al proprio interno un forte mutamento. E' indubbio il suo ruolo principale nella produzione elettrica, ma il mix di combustibile impiegato è di gran lunga variato. Fino alla fine degli anni novanta la produzione era accentrata sul petrolio e suoi derivati, successivamente la generazione di energia elettrica si è spostata sull'utilizzo del gas come fonte principale. Nel quinquennio 1995-2000 il gas è aumentato, in termini percentuali, del 210% mentre il petrolio è diminuito del 30%. Questa tendenza nella variazione del mix di combustibile la si può notare nella tabella e nel grafico seguenti:

	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi
1990	32042	39082	3552	102202
1991	28482	35870	3529	103528
1992	21314	35168	3500	114813
1993	16655	39596	3419	112014
1994	19856	40404	3027	114803
1995	24122	46442	3443	119078
1996	22080	49725	3243	115373
1997	20518	60649	4251	111867
1998	23311	70213	4516	103703
1999	23812	86217	4413	84602
2000	26272	97608	4252	85878
2001	31710	95906	5045	75009
2002	35447	99414	5021	76997
2003	38813	117301	5304	65771
2004	45518	129772	5382	47253
2005	43606	149259	5837	35846
2006	44207	158079	6251	33830
2007	44112	172646	5645	22865
2008	43074	172697	5543	19195



Fonte TERNA

La scelta del nuovo mix energetico è stata fatta per diversi motivi, quello che è certo, è che ha consentito un risparmio in termini ambientali. Cioè il fattore emissivo del petrolio è di 3,27 tCO₂/tep, mentre quello del gas è di 2,35 tCO₂/tep, ovvero in termini percentuali con il gas si è avuto un risparmio di emissioni pari al 28% ogni tep. Tra le altre fonti fossili impiegate si trova il carbone, il quale ha il più alto coefficiente emissivo pari a 4,03 tCO₂/tep. Il carbone ha comunque mantenuto nel tempo una quota di produzione che va dal 15% al 20%.

Nelle tabelle successive vengono visualizzati i consumi di combustibile espressi in tep, e le emissioni relative ad ogni combustibile. Per la valutazione delle emissioni di CO₂ ho utilizzato i seguenti coefficienti specifici di emissione riferiti al consumo di combustibile per la produzione termoelettrica: 4,03 t/tep per il carbone, 3,27 t/tep per l'olio combustibile e 2,35 t/tep per il gas (Fonte TERNA e Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale):

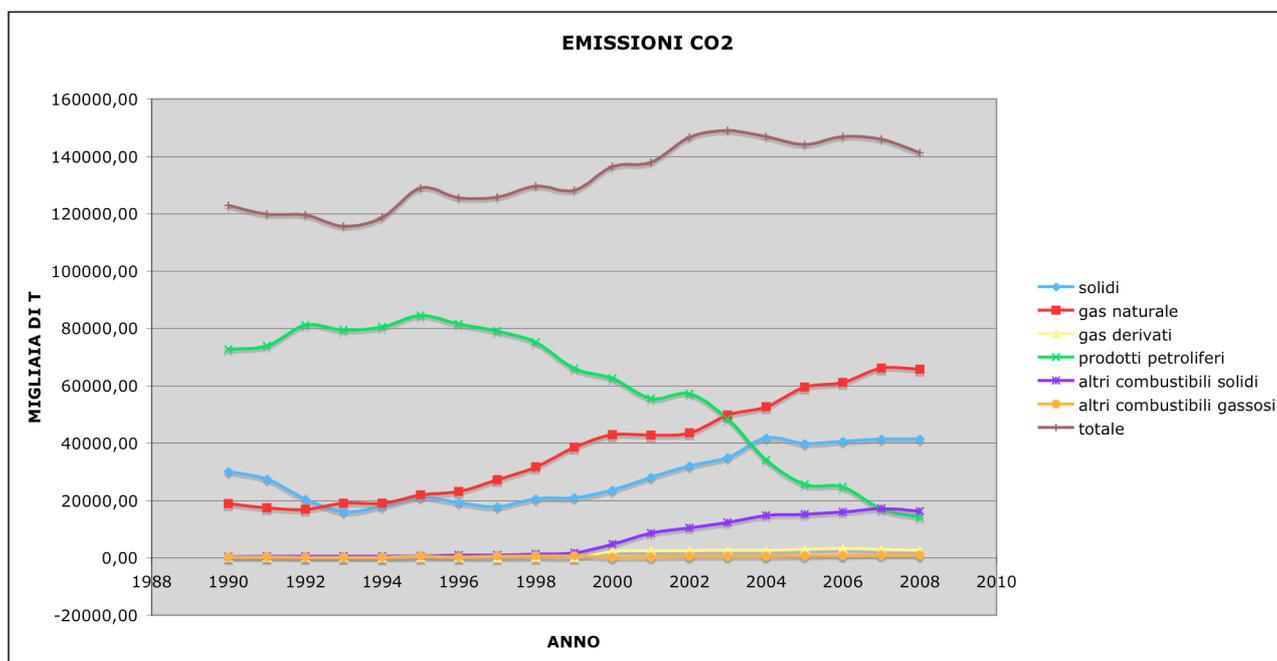
(FONTE TERNA dati espressi in migliaia di tep)

	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi	altri combustibili solidi	altri combustibili gassosi	totale
1990	30183,23	18977,47	131,66	72826,38	484,29	301,07	122904,08
1991	27529,32	17479,71	139,93	73894,36	531,54	261,74	119836,60
1992	20471,91	16951,20	136,05	81250,46	600,44	226,48	119636,54
1993	16129,83	19018,42	145,11	79476,97	601,42	240,04	115611,79
1994	18051,45	19061,33	102,95	80532,00	642,76	252,92	118643,41
1995	21123,10	21992,49	163,73	84506,17	689,03	544,50	129019,01
1996	19366,12	23131,41	136,83	81606,45	932,16	323,44	125496,41
1997	17832,75	27281,45	117,43	79049,78	1027,64	556,02	125865,07
1998	20690,61	31669,42	143,30	75182,40	1320,96	660,45	129667,14
1999	20975,66	38547,80	138,64	66007,50	1790,49	783,18	128243,27
2000	23671,34	42968,92	2247,75	62628,81	4781,85	199,35	136498,02
2001	28123,99	42766,10	2530,98	55618,99	8643,36	273,26	137956,68
2002	32161,37	43610,54	2595,38	57263,03	10518,50	521,44	146670,26
2003	35021,68	49796,60	2710,49	48521,79	12390,68	581,11	149022,35
2004	41850,57	52774,56	2752,13	34052,31	14795,39	647,56	146872,53
2005	39938,77	59567,14	3130,81	25699,43	15217,67	663,16	144216,97
2006	40759,52	61199,46	3396,45	24689,71	15998,24	895,74	146939,11
2007	41494,26	66223,20	2936,55	17126,48	17215,85	964,90	145961,23
2008	41474,60	65733,69	2754,20	14129,67	16261,05	958,80	141312,01

	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi	altri combustibili solidi	altri combustibili gassosi
1990	7.490	8.076	56	22.271	120	128
1991	6.831	7.438	60	22.598	132	111
1992	5.080	7.213	58	24.847	149	96
1993	4.002	8.093	62	24.305	149	102
1994	4.479	8.111	44	24.628	159	108
1995	5.241	9.359	70	25.843	171	232
1996	4.805	9.843	58	24.956	231	138
1997	4.425	11.609	50	24.174	255	237
1998	5.134	13.476	61	22.992	328	281
1999	5.205	16.403	59	20.186	444	333
2000	5.874	18.285	956	19.153	1.187	85
2001	6.979	18.198	1.077	17.009	2.145	116
2002	7.980	18.558	1.104	17.512	2.610	222
2003	8.690	21.190	1.153	14.838	3.075	247
2004	10.385	22.457	1.171	10.414	3.671	276
2005	9.910	25.348	1.332	7.859	3.776	282
2006	10.114	26.042	1.445	7.550	3.970	381
2007	10.296	28.180	1.250	5.237	4.272	411
2008	10.291	27.972	1.172	4.321	4.035	408

(DATI ESPRESSI IN KTEP)

Da un punto di vista grafico i dati espressi nelle tabelle hanno il seguente andamento, si nota la diminuzione delle emissioni relative ai prodotti petroliferi. Percentualmente si osserva come a fronte di un aumento delle emissioni pari al: 37,41% per i solidi, al 246,38% per il gas, i prodotti petroliferi registrano una diminuzione dell'80,60%.



Per capire il risparmio ambientale che si è avuto con il nuovo mix energetico, ho fatto le seguenti simulazioni. Nel primo caso ho ipotizzato di mantenere il mix energetico con le stesse proporzioni che si avevano dall'anno 1990 al 1996, anno di sostanziale svolta nell'utilizzo di combustibile per la produzione di energia. Calcolate le proporzioni in questo periodo ne ho fatto la media e ho calcolato la ripartizione del combustibile per il periodo 1997-2008 moltiplicando l'energia prodotta per il coefficiente calcolato. Nella seconda ipotesi ho calcolato la variazione percentuale media del gas tra il 1990 e il 1996, i valori percentuali di incremento o decremento sono stati i seguenti:

1991	1992	1993	1994	1995	1996
-8,22%	-1,96%	12,59%	2,04%	14,94%	7,07%

Facendo la media di tali valori si è calcolato la variazione percentuale pari a 4,4%, fatto questo si è incrementato il combustibile gas moltiplicando il valore del 1996 per la percentuale trovata, così via fino al 2008. I dati calcolati partono dal 1997, questo perché fino al 1996 il primo combustibile utilizzato era il petrolio, mentre la

variazione si è avuta dal 1997. Ho mantenuto quindi inalterati i valori fino al 1996, ma ho variato i valori che si hanno dal 1997 al 2008.

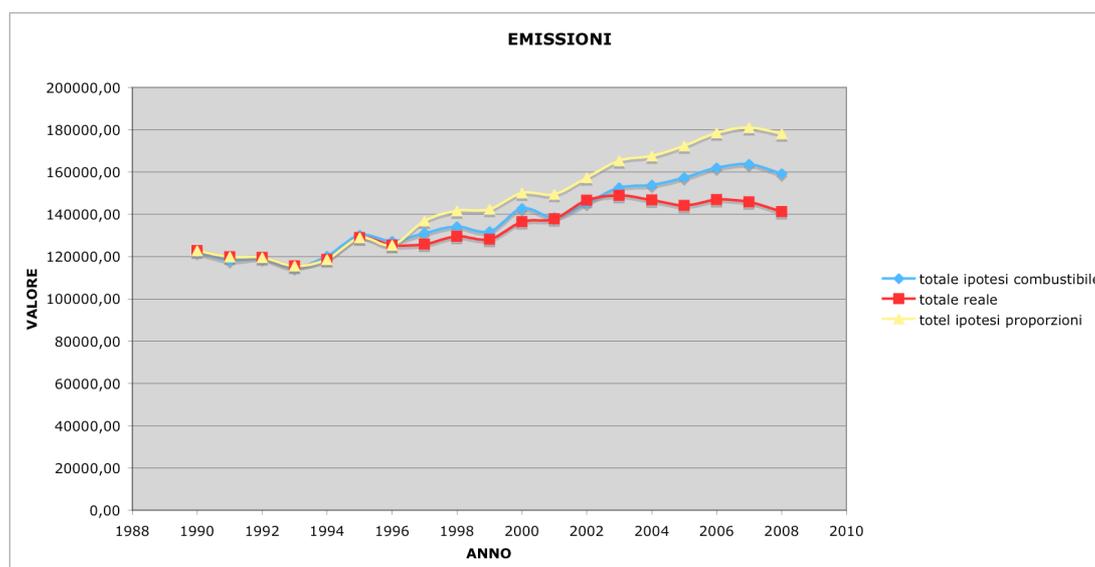
Le tabelle mostrano i valori, espressi in Gwh, delle produzioni relative ad ogni combustibile nelle due ipotesi:

	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi	altri combustibili
1997	26441,39	46002,91	3810,40	125627,72	2369,67
1998	27374,49	47626,33	3944,86	130061,06	2453,29
1999	27519,02	47877,78	3965,69	130747,73	2466,24
2000	29017,85	50485,47	4181,68	137868,98	2600,57
2001	28876,22	50239,06	4161,27	137196,06	2587,88
2002	30414,94	52916,14	4383,02	144506,80	2725,78
2003	31956,96	55598,94	4605,23	151833,17	2863,97
2004	32396,72	56364,05	4668,60	153922,58	2903,38
2005	33311,27	57955,18	4800,40	158267,74	2985,34
2006	34508,02	60037,30	4972,86	163953,73	3092,60
2007	34980,43	60859,20	5040,94	166198,24	3134,93
2008	34397,85	59845,62	4956,98	163430,29	3082,72

	solidi	gas naturale	gas derivati	prodotti petroliferi	altri combustibili
1997	20518,00	51918,62	4251,00	121287,38	2906,00
1998	23311,00	54209,01	4516,00	120433,99	5500,00
1999	23812,00	56600,44	4413,00	114875,56	9367,00
2000	26272,00	59097,37	4252,00	125173,63	5660,00
2001	31710,00	61704,45	5045,00	110052,55	10867,00
2002	35447,00	64426,55	5021,00	112753,45	13421,00
2003	38813,00	67268,73	5304,00	116691,27	14707,00
2004	45518,00	70236,29	5382,00	107737,71	17251,00
2005	43606,00	73334,76	5837,00	112887,24	17408,00
2006	44207,00	76569,93	6251,00	116368,07	18769,00
2007	44112,00	79947,81	5645,00	116575,19	19474,00
2008	43074,00	83474,71	5543,00	109333,29	19903,00

Se ora si analizzano i totali relativi alle due ipotesi i risultati che si hanno sono i seguenti:

	totale ipotesi combustibile	totale reale	totale ipotesi proporzioni
1990	122121,07	122904,08	122904,08
1991	118151,66	119836,60	119836,60
1992	119098,54	119636,54	119636,54
1993	114862,39	115611,79	115611,79
1994	120243,06	118643,41	118643,41
1995	130255,54	129019,01	129019,01
1996	127278,68	125496,41	125496,41
1997	131124,23	125865,07	136908,01
1998	134269,28	129667,14	141739,43
1999	131937,95	128243,27	142487,76
2000	142800,03	136498,02	150248,43
2001	138443,38	137956,68	149515,10
2002	145209,34	146670,26	157482,28
2003	152576,89	149022,35	165466,49
2004	153957,15	146872,53	167743,51
2005	157346,89	144216,97	172478,84
2006	161979,76	146939,11	178675,38
2007	163655,73	145961,23	181121,42
2008	159226,45	141312,01	178104,93



Si nota come in entrambi i casi, mantenendo come primo combustibile utilizzato il petrolio si sono registrati degli aumenti, pari ad un valore dell'11%

considerando l'ipotesi di un aumento di combustibile gas secondo la percentuale del 4,4%, e del 26% nel caso di mantenere le proporzioni registrate fino al 1996. Le percentuali corrispondono ad un valore di emissioni risparmiate pari a 18 MtCO₂ nella prima ipotesi e di 37 MtCO₂ nella seconda ipotesi. Considerando un costo di ogni tonnellata pari a € 12,50, valore medio registrato dal sistema elettronico di negoziazione di diritti di emissione di carbonio nel mese di dicembre 2008, in termini monetari la scelta del 1996 ha consentito un risparmio di circa 460 milioni di €.

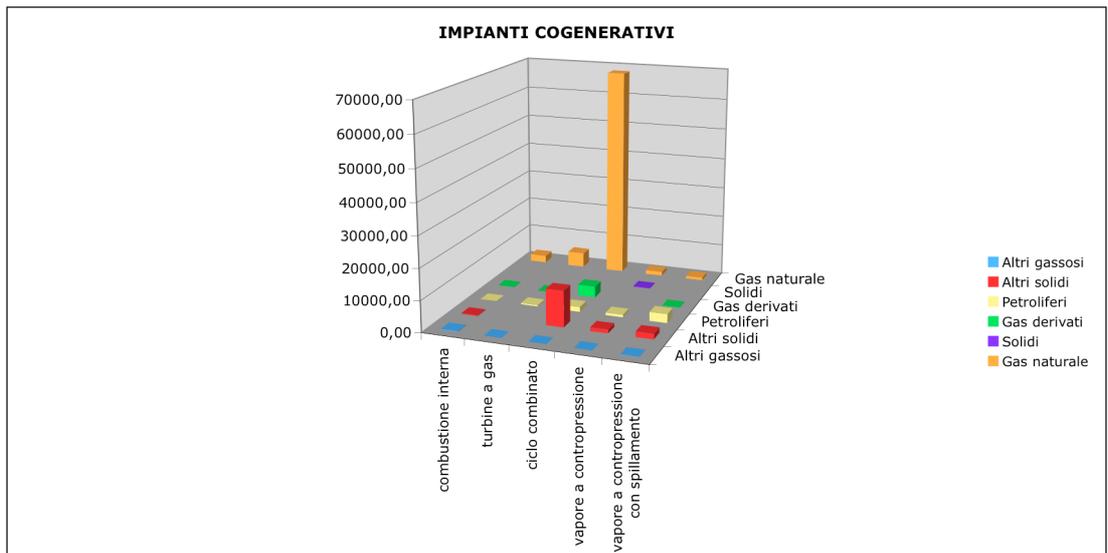
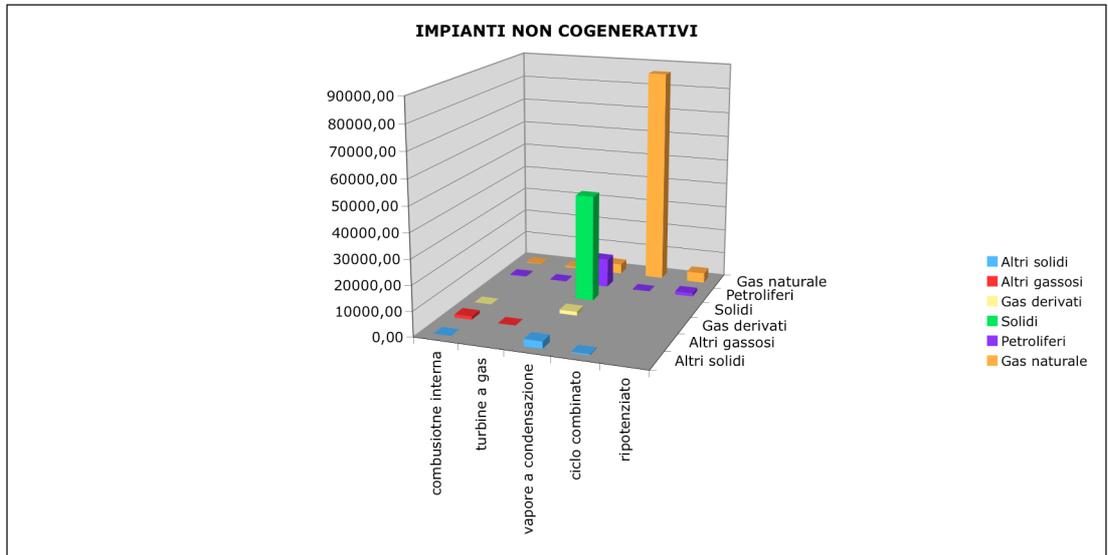
TECNOLOGIA PRODUTTIVA

Altro dato importante è vedere la tipologia di tecnologia impiegata per la produzione di energia elettrica, nelle seguenti tabelle si analizza la tecnologia utilizzata e i Gwh prodotti da ciascuna tipologia di impianto, nella prima tabella sono considerati gli impianti non cogenerativi, mentre nella seconda gli impianti cogenerativi:

Impianti non cogenerativi	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi
combustione interna		182,80	25,90	284,10	60,30	1332,80
turbine a gas		464,50		126,40		31,20
vapore a condensazione	42842,30	3939,90	1538,40	11499,50	2892,50	
ciclo combinato		86385,60		0,50	409,30	
ripotenziato		4155,70		1315,50		

Impianti cogenerativi	Solidi	Gas naturale	Gas derivati	Petroliferi	Altri solidi	Altri gassosi
combustione interna		2363,10	151,20	63,20	239,70	195,20
turbine a gas		4815,80	0,30	483,90		3,60
ciclo combinato		68186,20	3689,80	1635,30	11654,40	1,10
vapore a contropressione	231,50	1303,30		859,10	1211,30	10,90

vapore a contropressione con spillamento		900,20	137,30	2927,70	1763,00	97,80
--	--	--------	--------	---------	---------	-------



La tecnologia maggiormente impiegata, sia per gli impianti cogenerativi che per quelli non cogenerativi è il ciclo combinato che impiega come combustibile il gas naturale.

BIBLIOGRAFIA

European environment agency, Annual European Community greenhouse gas inventory 1990–2007 and inventory report 2009, Submission to the UNFCCC Secretariat

Gestore del mercato elettrico, vademecum dei mercati per l'ambiente

European commission, Climate change impacts in Europe, Final report of the PESETA research project

MINISTERE DE L'ÉCOLOGIE ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, PROJET DE PLAN NATIONAL D'AFFECTATION, DES QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ A EFFET DE SERRE (PNAQ II), (PERIODE : 2008 à 2012)

NATIONALER ALLOKATIONSPLAN, 2008-2012 für die BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

United Kingdom, EU Emissions Trading Scheme, Approved Phase II National Allocation Plan, 2008-2012

SPAGNA, PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2008-2012

Italia, Piano Nazionale d'Assegnazione per il periodo 2008-2012 elaborato ai sensi dell'articolo 8, comma 2 del D.lgs. 4 aprile 2006, n. 216

United Nations Framework Convention on Climate Change, KYOTO PROTOCOL REFERENCE MANUAL

DIRETTIVA 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del consiglio del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio, Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea, 25 ottobre 2003

DIRETTIVA 2009/29/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009, che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissione di gas a effetto serra

Dati storici, produzione e confronti internazionali, anno 2008, TERNA

DECISION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL, on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020

COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS 20 20 by 2020, Europe's climate change opportunity

EUROSTAT, Panorama of Energy Energy statistics to support EU policies and solutions

Application of the Emissions Trading Directive by EU Member States, reporting year 2007, EEA Technical report No 3/2008

ANALYSIS OF THE NATIONAL ALLOCATION PLANS FOR THE EU EMISSIONS TRADING SCHEME, ECOFYS

EEA, Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2007, 2008, 2009
Tracking progress towards Kyoto targets

Gestore del Mercato Elettrico, rapporto annuale 2008

SITI CONSULTATI

<http://www.sendeco2.com>

<http://dataservice.eea.europa.eu>

<http://www.climatestrategies.org>

<http://ec.europa.eu/environment/climat/emission>

<http://www.eea.europa.eu>