

EFFETTI DELL'UTILIZZO DI FONTI DI ENERGIA RINNOVABILE, AI FINI
DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, SULLA RIDUZIONE
DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA

Ing. Angelo Ciavarella

Tutor: Ing. Luciano Seller
Cotutor: Dr. Antonio Caputo

Prefazione

Lo stage in questione si inserisce nell'attività del Servizio Osservatorio sulle Tecnologie dell'APAT sulla valutazione degli aspetti ambientali connessi alla produzione, al trasporto ed alla utilizzazione dell'energia. Fra questi assume particolare importanza la valutazione dell'emissione di gas ad effetto serra in relazione alle modifiche previste per il parco energetico italiano.

Tali modifiche sono determinate sia da considerazioni relative al costo ed alla sicura disponibilità dei combustibili, sia dalla necessità di adempiere agli obblighi posti dal Protocollo di Kyoto e dalla normativa della U.E.

In particolare, quindi, si è tenuto conto dello "Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020", presentato dal Ministero delle Attività Produttive nel maggio del 2005, che ripartisce la produzione futura di energia elettrica fra gas naturale, petrolio, carbone e rinnovabili, e del Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra, elaborato dal Ministero dell'Ambiente. Quest'ultimo, per assicurare il raggiungimento dell'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990 entro periodo 2008 – 2012, prevede la utilizzazione di varie misure, come un forte ricorso ai cicli combinati a gas, un adeguato incremento delle fonti rinnovabili ed il ricorso ai Meccanismi Flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto; questi consentono di accreditare all'Italia riduzioni di emissioni conseguite con contributi italiani nei paesi sviluppati indicati in Annesso I con la Joint Implementation e nei paesi in via di sviluppo con il Clean Development Mechanism.

Il lavoro di stage considera l'intero ciclo di vita dei combustibili (perforazione, trasporto, combustione) e l'intero ciclo di vita delle fonti rinnovabili; in questo secondo caso si tratta di quantificare l'emissione di gas ad effetto serra che è stata necessaria per fabbricare i componenti degli impianti, trasportarli e installarli. Questo tipo di quantificazione fa riferimento alla dimensione globale dell'effetto serra e non esclude, quindi, le emissioni che si sono verificate fuori del territorio italiano. Con riferimento al Protocollo di Kyoto vanno contabilizzate le sole emissioni avvenute in Italia. Tuttavia i Meccanismi Flessibili consentono, ad es., di contribuire a ridurre le emissioni che si sono avute in Russia per

l'estrazione ed il trasporto del metano e di sottrarre tali emissioni da quelle che si sono avute in Italia.

Infine è stata quantificata la riduzione delle emissioni di gas serra che si hanno sostituendo le varie fonti di energia rinnovabile ai vari tipi di combustibili fossili.

Ing. Luciano Seller

Dirigente Ufficio Osservatorio sulle tecnologie

Abstract

Nella valutazione degli aspetti ambientali relativi al settore dell'energia elettrica, assume particolare importanza, soprattutto dopo la ratifica del Protocollo di Kyoto, l'analisi delle emissioni di gas serra (GreenHouse Gases, GHG) prodotte nelle diverse fasi della produzione elettrica. L'adozione delle cosiddette Fonti Rinnovabili (FER), in sostituzione dei combustibili fossili, certamente può apportare un contributo ambientale positivo in termini di emissioni di gas serra: tale sostituzione permetterebbe, a parità di potenza elettrica prodotta, una riduzione consistente delle emissioni corrispondenti di GHG.

Lo scopo di questo lavoro è valutare le emissioni di GHG (CO₂ equivalente) nella produzione di energia elettrica in Italia, attraverso analisi di ipotesi basate sulla sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili.

L'adozione di fonti rinnovabili rappresenta uno degli strumenti centrali delle politiche e delle strategie del Protocollo di Kyoto allo scopo di ottenere la riduzione delle emissioni globali di GHG. L'attuale situazione dell'Italia nei confronti degli impegni assunti con l'adozione e la ratifica del Protocollo è ancora distante dal soddisfare gli obiettivi stabiliti; per questo occorre adottare immediatamente misure urgenti che garantiscano il rispetto degli obiettivi stessi. Tra le varie misure da adottare, l'uso delle fonti rinnovabili è considerato decisivo.

Tra i diversi settori produttivi il settore elettrico rappresenta uno dei più rilevanti dal punto di vista ambientale, sia per le ingenti emissioni di GHG causate, ma anche per le notevoli potenzialità di riduzione delle emissioni stesse realizzabile con l'adozione di misure diverse (tecnologiche e politico-economiche). Nella produzione elettrica è possibile agire su fonti di emissioni puntuali; inoltre, il settore elettrico sembra essere maturo per un uso efficace di tecnologie e misure che riducano le emissioni GHG.

Il Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra individua le strategie di riduzione di emissioni di GHG che possono garantire il rispetto degli accordi sottoscritti dall'Italia: il settore elettrico risulta fra quelli di più grande interesse e fra i più adatti per l'ottenimento di riduzioni immediate. A tal fine, fra le opzioni adottabili nel settore elettrico le Fonti Rinnovabili hanno un ruolo strategico.

A partire da una valutazione della produzione elettrica italiana nel 2004, si è concentrata l'attenzione sulle potenzialità di utilizzo di tre diverse fonti rinnovabili per la produzione elettrica (fotovoltaico, eolico e biomasse).

Dopo aver definito i fattori di emissioni di GHG delle diverse tecnologie (fossili e rinnovabili) utilizzate per la produzione elettrica e uno scenario di produzione elettrica nazionale per il 2012, sono state elaborate diverse ipotesi di sostituzione di una o più fonti fossili con una o più fonti rinnovabili. I fattori di emissione sono stati elaborati, a partire da dati di letteratura; per le fonti rinnovabili da studi sul ciclo di vita (Life Cycle Assessment - LCA), mentre per le fonti fossili sono stati considerati i fattori di emissione nelle fasi di pre-combustione e combustione.

Lo scenario di produzione elettrica nazionale per il 2012 è stato estrapolato dai dati dello “Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020”, emesso dal Ministero Attività Produttive nel 2005.

Le emissioni di GHG in relazione alle ipotesi di sostituzione di fonti fossili con FER sono state comparate fra loro per ricavarne considerazioni sull'efficacia delle differenti Fonti Rinnovabili utilizzate per la produzione elettrica.

I risultati mostrano l'efficacia delle fonti rinnovabili considerate ai fini della riduzione delle emissioni di gas serra quando nella produzione elettrica sostituiscono le fonti fossili: appare a tal fine particolarmente vantaggioso l'impiego di tecnologia da fonte eolica. Inoltre, in base alle ipotesi di calcolo elaborate, la sostituzione di produzione elettrica da carbone determinerebbe le maggiori riduzioni di emissioni. Per quel che riguarda le tecnologie per la produzione di energia elettrica che utilizzano il carbone, dal confronto fra la tecnologia alla quale si fa attualmente prevalente ricorso, cioè quella basata sul ciclo a vapore a polverino di carbone (PCC) e una delle tecnologie che si prevede possano avere la maggiore diffusione nell'immediato futuro, cioè quella basata sul ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (IGCC), si è potuto osservare che, in termini di riduzione di CO₂, un ipotetico futuro utilizzo di tecnologia IGCC comporterebbe un vantaggio rispetto all'attuale tecnologia PCC; tuttavia tale vantaggio è compreso in un intervallo ristretto e di lieve entità (2%-5%).

Abstract

EFFECTS OF THE USE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES, IN THE PRODUCTION OF ELECTRIC ENERGY, ON THE REDUCTION OF THE GREENHOUSE GASES EMISSIONS.

In the evaluation of the environmental aspects related to the electric energy sector, the analysis of the emissions of the GreenHouse Gases (GHG), produced in the different phases of the electric production, assumes particular importance, above all after the ratification of the Protocol of Kyoto. The adoption of the so-called Renewable Sources (RES), in substitution of the conventional sources, that is of the combustible fossils, it can certainly bring a positive environmental contribution in the electric production itself: such substitution would allow, to parity of produced electric power, a very important reduction of the corresponding emissions of the GHG.

The subject of this work is to estimate the positive effects, in terms of reduction of the emissions of the GHG (emissions of equivalent CO₂) in the Italian production of electric energy, through analysis of scenery based on the substitution in the electric production of fossil sources with renewable sources.

The adoption of renewable sources represents one of the central tools of the politics and the strategies of the Protocol of Kyoto in order to obtain the reduction of the global emissions of the GHG.

The actual situation of Italy towards the appointments assumed with the adoption and the ratification of the Protocol is still distant to satisfy the established purposes, for this reason it is necessary to immediately adopt urgent measures that guarantee the respect of the purposes themselves: among these measures, the use of the renewable sources is considered decisive.

The electric sector represents one of the most remarkable for its environmental aspects, both for the huge emissions of the GHG caused by, but also and particularly for the notable potentialities of realizable reduction of the emissions themselves with the adoption of different measures (technological and political-economic): in fact, in the electric production it is possible to act on sources of punctual emissions; besides, the electric

sector seems to be mature for an effective use of technologies and measures that reduce the GHG emissions. Among the most promising measures, there is of sure the use of the Renewable Sources.

The “Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra” individualizes the strategies of reduction of GHG emissions that can guarantee the respect of the accords undersigned from Italy: the electric sector results among those greater interest and among the most proper for the obtainment of immediate reductions. To such end, among the methodologies of application in the electric sector the Renewable Sources have a strategic role.

Beginning from an evaluation of the Italian electric production in 2004, the attention is focused on the potentialities of use of three different technologies by Renewable Source for the electric production (photovoltaic, eolic and biomasses) in substitution of the fossil sources.

After having defined the GHG emissions factors of the different technologies (fossils and renewable) used for the electric production, and after having defined a scenery of national electric production for 2012, they have been elaborate different sceneries of obtainable reduction of the GHG emissions caused by the substitution of one or more fossil sources with one or more Renewable Sources. The GHG emissions factors have been elaborate, beginning from data of literature, for the renewable sources from studies on the Life Cycle Assessment (LCA) of the considered technologies (photovoltaic, eolic and biomasses), while for the fossil sources from studies on GHG emissions factors in the phases of pre-combustion and combustion. In turn, the scenery of national electric production for 2012 has opportunely been elaborate using the data of the “Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020” (Ministero Attività Produttive).

The different sceneries of reduction of the GHG emissions have been compared each other in order to obtain considerations on the specific and general effectiveness of the different Renewable Sources used in substitution of sources fossils.

It is finally seemed important to focus on the characteristics of a tool of the Protocol of Kyoto which foresees, what further mean to realize the purpose of reduction of the GHG emissions, the use of flexible mechanisms: they are international economic tools based on interventions, for the subjects that propose them, out of its own national territory, with the purpose to reduce its own cost of reduction of GHG emissions by acting where

economically more convenient, respecting the total environmental objectives however. Many realizable projects with the adoption of the Flexible Mechanisms are founded on the use of technologies from renewable source for the production of electricity.

Indice

1. INTRODUZIONE	10
2. METODOLOGIA.....	11
3. IL PROTOCOLLO DI KYOTO	13
4. PIANO NAZIONALE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI GAS SERRA.....	19
5. PRODUZIONE ELETTRICA NAZIONALE (ANNO 2004).....	28
6. FONTI RINNOVABILI	30
7. FONTI RINNOVABILI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	34
7.1 ENERGIA EOLICA	34
7.2 ENERGIA SOLARE FOTOVOLTAICA	43
7.3 ENERGIA ELETTRICA DA BIOMASSA	56
8. SCENARI ENERGETICI TENDENZIALI 1991 - 2020	68
9. LCA SULLE EMISSIONI DI GHG DELLE FONTI RINNOVABILI	77
10. IPOTESI DI SCENARI DI PRODUZIONE NEL SETTORE ELETTRICO PER L'ANNO 2012	79
10.1 IPOTESI DI ABBATTIMENTO DI EMISSIONI DI GHG DA UTILIZZO DELLE FONTI RINNOVABILI.....	79
11. I MECCANISMI FLESSIBILI	114
11.1 INTRODUZIONE	114
11.2 ATTUAZIONE CONGIUNTA (JOINT IMPLEMENTATION, JI)	117
11.3 MECCANISMO DI SVILUPPO PULITO (CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM, CDM)	125
11.4 LO SCAMBIO DI QUOTE DI EMISSIONI (EMISSIONS TRADING SCHEME, ETS)	132
11.5 I BACINI DI ASSORBIMENTO DI CARBONIO (CARBON SINKS, CS)	136
12. CONCLUSIONI	141
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI E FONTI.....	143

1. Introduzione

Un'attenzione particolare è sovente rivolta alle emissioni di gas serra (GHG) relative al settore elettrico. Una parte sicuramente importante in tali lavori assume il porre attenzione al contributo ambientale positivo che alla produzione elettrica possono apportare le cosiddette fonti rinnovabili, per il loro alto potenziale di riduzione di emissione di gas serra a parità di potenza elettrica espressa, in sostituzione delle fonti convenzionali quali i combustibili fossili.

L'obiettivo del lavoro da me svolto è considerare gli effetti dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, ai fini della produzione nazionale di energia elettrica, sulla riduzione delle emissioni di GHG (emissioni di CO₂ equivalenti) per potenza elettrica prodotta.

2. Metodologia

Gli argomenti trattati in questo lavoro sono stati sviluppati analizzando le politiche, nazionali e internazionali, di riduzione dei gas serra, lo stato della produzione elettrica nazionale all'anno 2004, lo stato dell'arte (e relativa valutazione delle prestazioni ambientali in termini di emissioni di gas serra) delle tecnologie rinnovabili per la produzione elettrica, e gli scenari energetici e ambientali nazionali connessi al settore elettrico.

La metodologia adottata in questo studio si è sviluppata attraverso differenti fasi: nella prima fase, al fine di tracciare il quadro di riferimento delle analisi, si è fatto ricorso ad una ricerca bibliografica per quanto concerne i riferimenti legislativi, nazionali ed internazionali, lo stato dell'arte tecnologico, soffermando l'attenzione sulle emissioni di gas ad effetto serra, e gli scenari di sviluppo del settore elettrico, associandovi una serie di osservazioni elaborate dall'analisi di rapporti e pubblicazioni di enti o organizzazioni riconosciuti a livello nazionale e internazionale. A tal fine sono stati utilizzati documenti dell'Unione Europea, lavori svolti presso APAT, e dati provenienti da banche dati internazionali e nazionali. Sono state utilizzate anche informazioni provenienti da alcuni siti web ufficiali di organizzazioni o enti riconosciuti.

Il metodo di calcolo utilizzato è stato articolato in differenti fasi:

- è stata elaborata, a partire da valori ricavati dalla letteratura, un'ipotesi di produzione elettrica di riferimento per il 2012;
- per ciascuna delle fonti prese in considerazione, rinnovabili e fossili, è stato individuato un valore di emissione di gas serra per energia elettrica prodotta ($\text{gCO}_2 / \text{kWh}$);
- sono state definite due ipotesi di calcolo per le emissioni di gas serra nella produzione di energia elettrica, basate sull'utilizzo di carbone;
- per entrambe le ipotesi di calcolo basate sul carbone sono stati elaborati gli stessi scenari di sostituzione di fonte fossile con fonte rinnovabile, riferiti all'ipotesi di produzione elettrica di riferimento per il 2012;

- dall'analisi degli scenari si è potuto calcolare il vantaggio derivante dall'utilizzo di fonti rinnovabili in termini di CO2 non emessa (emissioni negative di CO2) per TWh di sostituzione secondo le ipotesi formulate.

Infine, attraverso un'accurata ricerca bibliografica, si è voluto sottolineare un aspetto connesso con il tema dello studio in questione, ossia l'impiego dei Meccanismi Flessibili del Protocollo di Kyoto, che assume un notevole importanza per la sua natura di strumento internazionale di mercato.

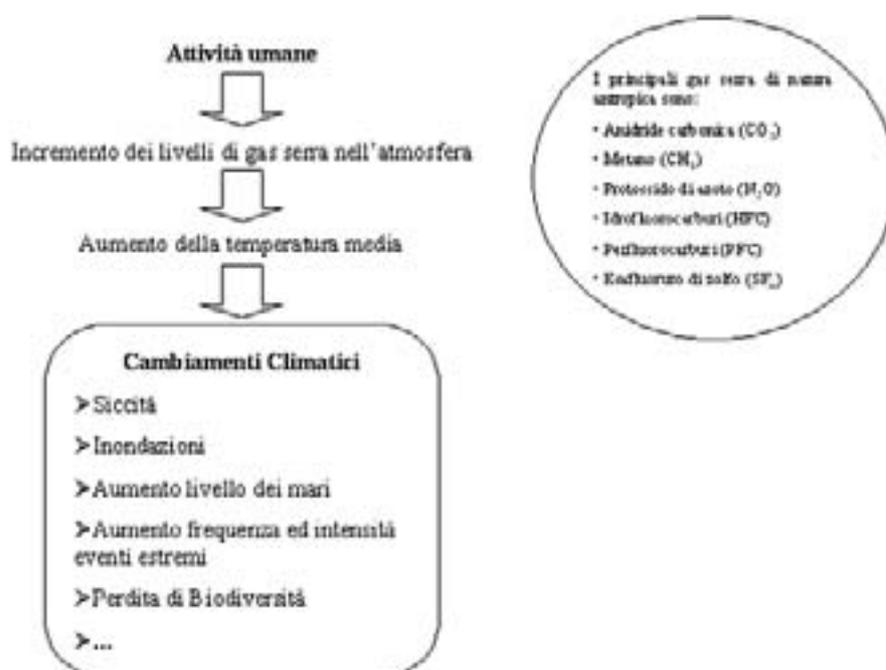
Materiali	Libri, Pubblicazioni e riviste scientifiche, Banche dati, Siti web ufficiali, etc.
Metodologia di sviluppo delle analisi	Raccolta testi e informazioni pertinenti Analisi e selezione del materiale Elaborazione del documento
Analisi dei risultati	Valutazione degli effetti riscontrati con le analisi di scenario elaborate

3. Il Protocollo di Kyoto

Le variazioni climatiche registrate a livello globale negli ultimi anni hanno sollevato l'attenzione della comunità internazionale sugli effetti dell'attività antropica su tali variazioni. Le attività dell'uomo hanno provocato un aumento sempre più rapido della concentrazione dei gas serra nell'atmosfera, alterando l'equilibrio energetico della terra. Alla massiccia emissione di gas serra nell'atmosfera terrestre, causata principalmente dall'utilizzo dei combustibili fossili, consegue un anomalo aumento della temperatura atmosferica. Il legame fra alterazione del clima e attività antropica gode ormai di largo consenso fra gli scienziati.

Segnali di riscaldamento globale, generato dall'intensificarsi dell'effetto serra, sono già osservabili da alcuni anni:

- lo scioglimento dei ghiacciai;
- un aumento delle precipitazioni nell'emisfero Nord;
- una crescita della siccità nell'emisfero Sud;
- una estremizzazione degli eventi meteorologici.



Schema attività antropica – cambiamenti climatici (MATT)

La comprovata interferenza delle attività umane sul clima ha portato la questione dei cambiamenti climatici globali nell'agenda politica internazionale. Il Protocollo di Kyoto (PK) rappresenta il passo decisivo assunto dalla comunità internazionale per affrontare in maniera globale l'urgente problema dei cambiamenti climatici.

Firmato nel dicembre 1997, il Protocollo di Kyoto rappresenta lo strumento attuativo della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), nata allo scopo di definire l'obiettivo di stabilizzazione a livello planetario della concentrazione dei gas ad effetto serra.

Il Protocollo di Kyoto, sulla base del principio di "comuni, ma differenziate responsabilità", impegna i paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione (Paesi Annex I) ad una riduzione delle emissioni dei principali gas ad effetto serra rispetto ai valori del 1990.

Il Protocollo di Kyoto indica gli obiettivi internazionali per la riduzione di sei gas ad effetto serra (anidride carbonica CO₂, protossido di azoto N₂O, metano CH₄, idrofluorocarburi HFC, perfluorocarburi PFC, esafluoruro di zolfo SF₆), e impegna i Paesi aderenti a ridurre complessivamente del 5,2% rispetto ai valori del 1990 le principali emissioni antropogeniche di gas capaci di alterare l'effetto serra naturale del nostro pianeta. Tra i sei gas serra la CO₂ è emessa in maggiori quantità dai processi produttivi, seguita da CH₄ e N₂O, mentre HFC, PFC e SF₆, sebbene compresi negli accordi di Kyoto, sono emessi da processi non energetici (ENEA, 2005) e per questo, vengono generalmente tenuti in considerazione come quantità di CO₂ equivalente emessa.

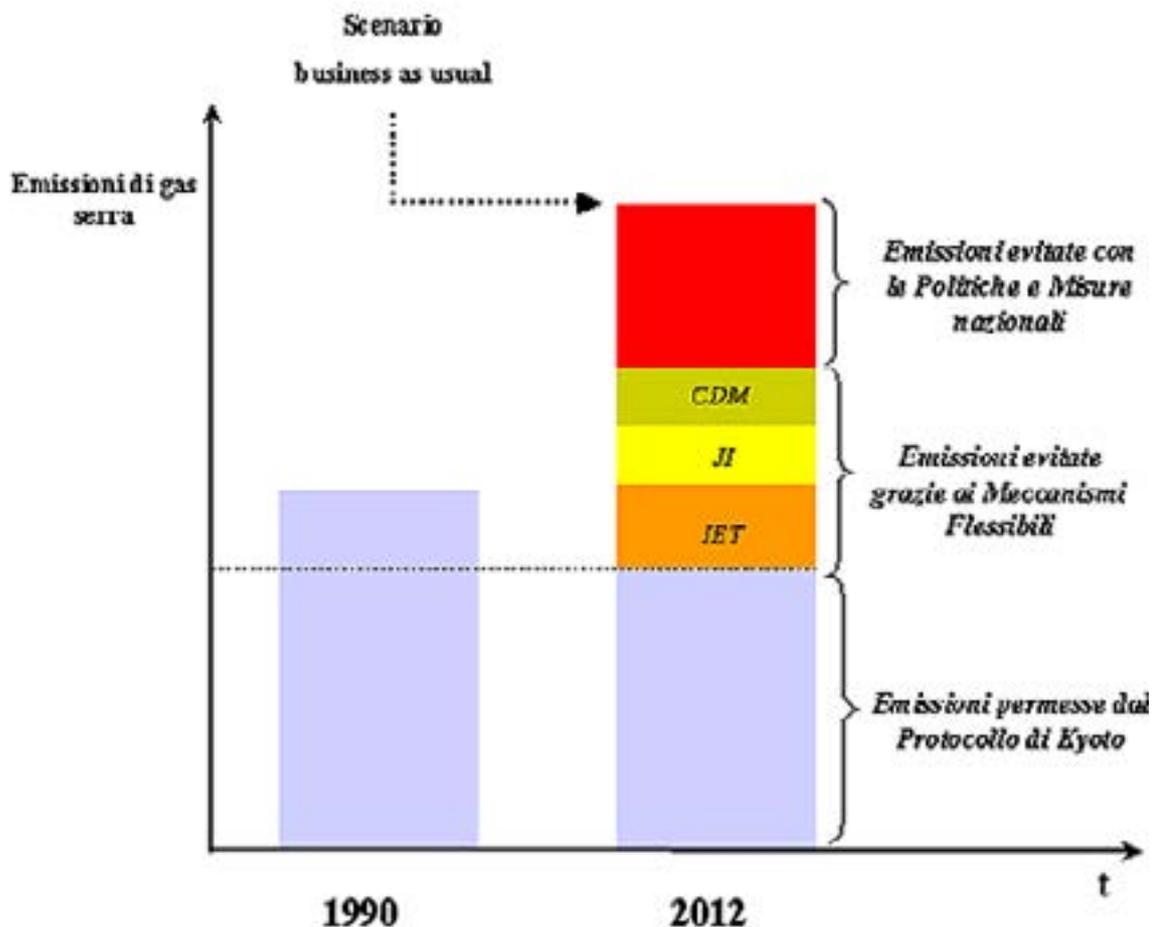
Il Protocollo di Kyoto prevede due tipi di strumenti per conseguire le riduzioni proposte:

- Le politiche e misure nazionali: intervento sulle fonti di emissione con provvedimenti nazionali, attraverso il risparmio energetico, l'efficienza energetica e la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili.
(Delibera CIPE n.123 19/12/2002).
- I meccanismi flessibili: strumenti economici che coinvolgono la comunità internazionale facendo ricorso ad interventi al di fuori del territorio nazionale. I meccanismi flessibili (Joint Implementation, Clean Development Mechanism, Emissions Trading Scheme) mirano a ridurre il costo di abbattimento dei gas serra permettendo di ridurre le emissioni dove economicamente più conveniente, rispettando gli obiettivi ambientali totali.

In ambito nazionale, il Protocollo individua come principali e prioritari per la riduzione delle emissioni i seguenti settori delle attività umane:

- l'energia, intesa sia come uso di combustibili fossili nella produzione ed utilizzazione dell'energia (impianti energetici, industria, trasporti, ecc.), sia come emissioni non controllate di fonti energetiche di origine fossile (carbone, metano, petrolio e suoi derivati, ecc.);
- i processi industriali, intesi come quelli esistenti nell'industria chimica, nell'industria metallurgica, nella produzione di prodotti minerali, di idrocarburi alogenati, di esafluoruro di zolfo, nella produzione ed uso di solventi, ecc.;
- l'agricoltura, intesa come zootecnia e fermentazione enterica, uso dei terreni agricoli, coltivazione di riso, combustione di residui agricoli, ecc.;
- i rifiuti, intesi come discariche sul territorio, gestione di rifiuti liquidi, impianti di trattamento ed incenerimento, ecc.

Di tutte le attività antropiche, la produzione di energia elettrica, insieme al settore dei trasporti, rappresenta, rispetto all'emissione dei gas serra, una delle più rilevanti dal punto di vista ambientale, sia per l'ingente mole di gas serra emessa nella sua produzione e sull'intero ciclo di vita delle risorse che vengono utilizzate per produrla, sia per le notevoli potenzialità di riduzione di tali emissioni realizzabili con l'adozione di diverse misure (tecnologiche e politico-economiche). Rispetto al settore trasporti, il settore della produzione elettrica ha il vantaggio di poter agire sulle emissioni da sorgenti puntiformi. Inoltre, il settore dei trasporti appare al momento meno maturo, rispetto a quello della produzione di energia elettrica, per un significativo utilizzo di tecnologie che riducano efficacemente le emissioni di gas serra a livello planetario.



Strumenti per il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto (MATT)

Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2% le principali emissioni antropogeniche di gas serra entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. La riduzione non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8%. Il Protocollo viene recepito in Italia attraverso la Legge 65 del 15 gennaio 1994.

All'adozione del Protocollo di Kyoto sono seguite una serie di difficoltà riguardo la sua entrata in vigore nei paesi firmatari: di tutti gli ostacoli affrontati dal Protocollo, quello più noto, e che ne ha messo a repentaglio l'applicazione, è la defezione degli USA e di altri paesi (Canada, Russia, Giappone, Australia) dal Protocollo stesso, nell'ottobre 2000. Nonostante queste difficoltà, l'entrata in vigore del Protocollo è avvenuta nel febbraio del 2005, dopo la ratifica da parte dei Paesi responsabili (con l'adesione della Federazione Russa) di almeno il 55% delle emissioni globali dei gas serra: per questa ratifica, il valore

del 55% è stato raggiunto e superato con la seguente assegnazione delle quote:

UE: 24,2%

FEDERAZIONE RUSSIA: 17,4%

EST EUROPA: 7,4%

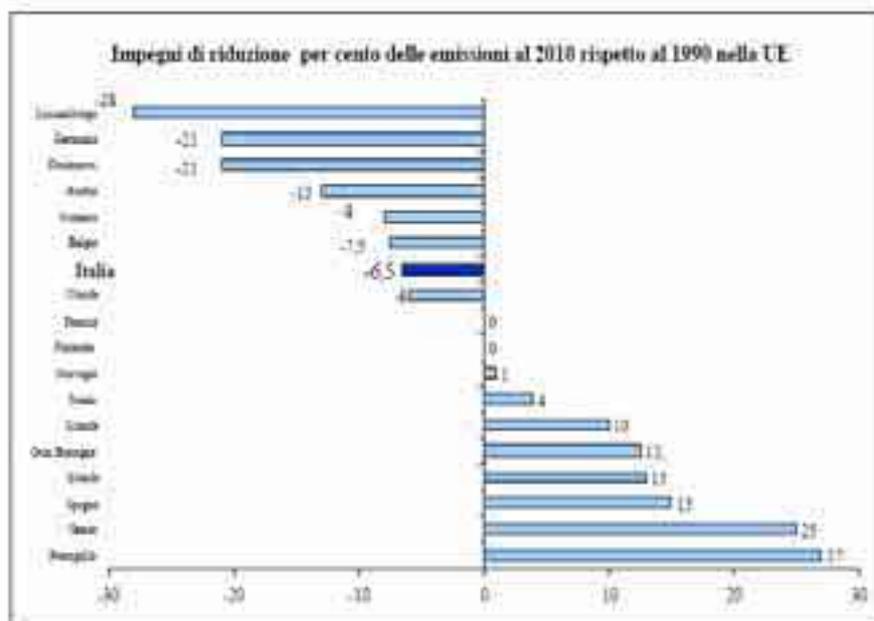
GIAPPONE: 8,5%

CANADA: 3,3%

Allo stato attuale (in data 18 Aprile 2006) sono 163 i paesi che hanno ratificato il Protocollo di Kyoto, con una percentuale del 61,6% delle emissioni globali di gas serra. L'Unione Europea sottoscrive il Protocollo di Kyoto definendo un suo specifico obiettivo di riduzione dei gas serra, pari a -8% (USA -7%, Australia +8%), definendo per ognuno degli allora 15 paesi aderenti all'Unione uno specifico obiettivo di riduzione nazionale.

La percentuale di riduzione nelle emissioni di gas serra sottoscritta dall'Italia per il periodo 2008-2012 rispetto alle corrispondenti emissioni nazionali del 1990 ammonta ad un valore pari al 6,5%.

Di seguito si riportano gli obiettivi di riduzione dei singoli paesi membri dell'Unione Europea:



Impegni per la riduzione percentuale delle emissioni al 2010 rispetto al 1990 nella UE (Fonte:MATT)

Si riporta una tabella (elaborazione da dati ENEA, 2005) della situazione attuale dei diversi paesi dell'Unione Europea rispetto agli obiettivi sottoscritti per il 2010 nel Protocollo di Kyoto:

	2010	2003
BELGIO	-7,50%	1%
DANIMARCA	-21%	6%
GERMANIA	-21%	-18%
GRECIA	25%	23%
SPAGNA	15%	40%
FRANCIA	0%	-1%
IRLANDA	13%	25%
ITALIA	-6,50%	11%
LUSSEMBURGO	-28%	-11%
PAESI BASSI	-6%	1%
AUSTRIA	-13%	16%
PORTOGALLO	27%	37%
FINLANDIA	0%	21%
SVEZIA	4%	-3%

Situazione attuale dei diversi paesi dell'Unione Europea rispetto agli obiettivi sottoscritti per il 2010 nel Protocollo di Kyoto (elaborazione da dati ENEA, 2005)

Per quel che riguarda l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra, l'attuale situazione nazionale, decisamente ancora lontana dall'obiettivo Kyoto e con trend di emissioni di gas serra in crescita, richiede l'adozione di misure strategiche rapide ed efficaci nel breve periodo. Il settore elettrico, come già fatto notare, risulta fra i settori potenzialmente più idonei all'applicazione delle suddette misure. Di tali misure, fra le più promettenti vi è di sicuro l'utilizzo delle fonte rinnovabili.

4. Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra

Nella delibera CIPE n.137 del 1998 sono indicate le linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, definite come in tabella:

	<i>Mton CO2</i>	<i>Mton CO2</i>	<i>Mton CO2</i>
AZIONI NAZIONALI PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DEI GAS SERRA	2002	2006	2008-2012
AUMENTO DI EFFICIENZA NEL PARCO TERMOELETTRICO	-4/5	-10/12	-20/23
RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI NEL SETTORE DEI TRASPORTI	-4/6	-9/11	-18/21
PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI	-4/5	-7/9	-18/20
RIDUZIONE DEI CONSUMI ENERGETICI NEI SETTORI INDUSTRIALE / ABITATIVO / TERZIARIO	-6/7	-12/14	-24/29
RIDUZIONE DELLE EMISSIONI NEI SETTORI NON ENERGETICI	-2	-7/9	-15/19
ASSORBIMENTO DELLE EMISSIONI DI CO2 DALLE FORESTE			(-0,7)
TOTALE	-20/25	-45/55	-95/112

Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra (Delibera CIPE n.137 / 1998)

La delibera CIPE n.123 del 2002, definisce il Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra.

In essa, viene innanzi tutto definito l'inventario delle emissioni di gas dell'anno di riferimento 1990, espresso sempre in Mton di CO2 equivalente:

SETTORE	1990
<i>DA USI DI FONTI ENERGETICHE</i> , di cui:	424,9
- Industrie energetiche	147,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5
- Trasporti	103,5
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	70,2
- Agricoltura	9,0
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	9,3
<i>DA ALTRE FONTI</i>	96,1
Processi industriali (industria mineraria, chimica)	35,9
Agricoltura	43,4
Rifiuti	13,7
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	3,1
TOTALE	521,0

Inventario delle emissioni di gas dell'anno di riferimento 1990, valori in Mton di CO2 equivalente (MATT, elaborazione su dati APAT, da delibera CIPE n.123 / 2002)

Si confrontino tali valori con quelli corrispondenti dell'inventario dell'anno 2000, elaborato a partire da dati risalenti alla fine del 2002:

SETTORE	1990	2000
<i>DA USI DI FONTI ENERGETICHE</i> , di cui:	424,9	452,3
- Industrie energetiche	147,4	160,8
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5	77,9
- Trasporti	103,5	124,7
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	70,2	72,1
- Agricoltura	9,0	9,0
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	9,3	7,8
<i>DA ALTRE FONTI</i>	96,1	94,5
Processi industriali (industria mineraria, chimica)	35,9	33,9
Agricoltura	43,4	42,6
Rifiuti	13,7	14,2
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	3,1	3,8
TOTALE	521,0	546,8

Inventario delle emissioni di gas serra dell'anno 2000, elaborato a partire da dati risalenti alla fine del 2002, valori in Mton di CO₂ equivalente (MATT, elaborazione su dati APAT, da delibera CIPE n.123/ 2002)

A partire da questi dati e basandosi sulla legislazione vigente e sugli scenari di emissioni dei gas serra per fonte, è stato sviluppato lo scenario tendenziale di emissione, che porta a stime di emissione per il 2010 di 579,7 Mton CO₂ equivalenti.

SETTORE	1990	2000	2010
DA USI DI FONTI ENERGETICHE , di cui:	424,9	452,3	484,1
- Industrie energetiche	147,4	160,8	170,4
- Industria manifatturiera e costruzioni	85,5	77,9	80,2
- Trasporti	103,5	124,7	142,2
- Civile (incluso terziario e Pubbl. Amm.ne)	70,2	72,1	74,1
- Agricoltura	9,0	9,0	9,6
- Altro (fughe, militari, aziende di distribuzione)	9,3	7,8	7,6
DA ALTRE FONTI	96,1	94,5	95,6
Processi industriali (industria mineraria, chimica)	35,9	33,9	30,4
Agricoltura	43,4	42,6	41,0
Rifiuti	13,7	14,2	7,5
Altro (solventi, fluorurati, bunkeraggi)	3,1	3,8	16,7
TOTALE	521,0	546,8	579,7

Scenario tendenziale di emissione, valori in Mton CO2 equivalenti(MATT, Delibera CIPE n.123 / 2002)

L'obiettivo di riduzione per raggiungere nel 2010 quota 487,1 Mt CO2 eq, rispetto allo scenario tendenziale di emissione al 2010, è di 92,6 Mt CO2 eq.

Lo scenario di riferimento, elaborato dal Ministero dell'Ambiente, inserendo nello scenario tendenziale "misure già individuate, ancorché non attuate" di riduzione delle emissioni, incluse le riduzioni realizzabili con i meccanismi internazionali di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism* (inerenti esclusivamente attività nel settore dell'uso del suolo e della forestazione), conduce a valori di emissioni di Mton CO2 equivalenti nel periodo 2008-2012 pari a 528,1, con riduzioni di emissioni per 51,8 Mt CO2eq. nello stesso periodo.

Nella seguente tabella sono riportate le riduzioni previste, per ogni settore di intervento, con l'adozione delle misure individuate:

SETTORE	Riduzione nel periodo 2008-2012 (Mton CO₂eq./anno)	Percentuale di riduzione per settore
Industria elettrica	-26,0	50,19%
Trasporti	-7,5	14,48%
Civile	-6,3	12,16%
Crediti di carbonio (JI, CDM)	-12,0	23,17%
Totale	-51,8	100,00%

Riduzioni previste, per settore di intervento, con l'adozione delle misure individuate dalla Delibera CIPE n.123 / 2002 (MATT)

Inserendo sullo scenario tendenziale le riduzioni previste di cui sopra, si giunge alla definizione dello scenario di riferimento con i seguenti valori in Mton di CO₂ equivalenti:

	<i>1990</i>	<i>2000</i>	<i>2005</i>	<i>2010</i>
USI ENERGETICI, di cui:	424,9	452,3	448,9	444,5
- Industrie energetiche	147,4	160,8	150,9	144,4
- termoelettrico	124,9	140,0	126,0	124,1
- raffinazione (consumi diretti)	18,0	17,4	18,2	19,2
- altro	4,5	3,4	6,7	1,1
- Industria	85,5	77,9	79,1	80,2
- Trasporti	103,5	124,7	132,8	134,7
- Civile	70,2	72,1	69,3	68,0
- Agricoltura	9,0	9,0	9,1	9,6
- Altro (Militari, fughe di emissioni, trasporto gas)	9,3	7,8	7,7	7,6
USI NON ENERGETICI	96,1	94,5	91,5	95,6
Processi industriali	35,9	33,9	30,7	30,4
Agricoltura	43,4	42,6	40,5	41,0
Rifiuti	13,7	14,2	11,0	7,5
Altro (HFC, PFC, SF ₆ e solventi)	3,1	3,8	9,3	16,7
TOTALE	521,0	546,8	540,4	540,1

Scenario di riferimento, valori in Mton di CO₂ equivalenti (MATT, Delibera CIPE n.123 / 2002)

Al quantitativo di 540,1 Mton CO₂eq. emessa, prevista dallo scenario di riferimento al 2010, vanno sottratte 12,0 Mton CO₂eq. dovute ai crediti di carbonio provenienti da

progetti di JI e CDM, che si ricorda, per le misure già individuate, riguardano esclusivamente interventi di forestazione e uso del suolo.

Raggiungere per il periodo 2008-2012 l'obiettivo di Kyoto (487,1 Mt CO₂ eq.) comporterà ottenere una ulteriore riduzione di emissioni dallo scenario di riferimento (528,1 Mt CO₂ eq.) pari a 41,0 Mt CO₂eq.,

Le misure proposte potranno indurre una ulteriore riduzione delle emissioni stimata tra 53 e 95,8 Mt eq. CO₂, ripartiti tra i vari settori di intervento secondo quanto riportato nella seguente tabella:

Settore	Riduzione nel periodo 2008-2012 (Mton CO₂eq./anno)
<i>Misure nazionali (da uso dell'energia)</i>	<i>24,28-38,94</i>
<i>Trasporti</i>	<i>13,30-19,10</i>
<i>Industria</i>	<i>6,90-13,00</i>
<i>Civile</i>	<i>3,80-6,50</i>
<i>Agricoltura</i>	<i>0,28-0,34</i>
<i>Misure nazionali (non dipendenti da uso dell'energia)</i>	<i>8,21-8,89</i>
<i>Industria</i>	<i>6,20</i>
<i>Agricoltura</i>	<i>0,61-1,29</i>
<i>Rifiuti</i>	<i>0,64</i>
<i>Altro (solventi, fluorurati)</i>	<i>0,76</i>
<i>Misure internazionali (JI, CDM)</i>	<i>20,51-47,97</i>
Totale	53,00-95,80

Ulteriori misure, proposte nella Delibera CIPE n.123 / 2002, per una ulteriore riduzione delle emissioni (MATT)

Per quanto riguarda il settore elettrico, di seguito sono riportati i dati relativi al bilancio del settore secondo le proiezioni del Piano in relazione alle diverse fonti primarie:

	2000	2010
	TWh	TWh
Richiesta sulla rete	298,5	364,0
Perdite e consumi	22,5	26,0
Importazioni	-44,3	-60,0
Produzione lorda di cui:	276,7	330,0
Combustibili solidi	26,3	40,0
Gas	97,6	170,0
Prodotti petroliferi	81,9	34,5
Idroelettrico	44,9	49,4
Altre rinnovabili	9,2	25,7
Pompaggi	4,0	4,0
Altri	12,8	6,4

Bilancio del settore elettrico secondo la Delibera CIPE n.123 / 2002 in relazione alle diverse fonti primarie (MATT)

Dai dati illustrati emerge che la produzione elettrica rappresenta il settore dove gli interventi già previsti nello scenario di riferimento presentano maggiore efficacia in termini di riduzione delle emissioni. Tale settore, soprattutto in relazione ai meccanismi di flessibilità introdotti dal Protocollo di Kyoto (JI, CDM, ETS), può assicurare il raggiungimento dell'obiettivo previsto per l'Italia.

Una serie di opzioni per le ulteriori misure nazionali di riduzione potrebbero essere avviate all'interno, nel caso risultino più convenienti, o per ragioni economiche o per altre ragioni di modernizzazione del paese, rispetto al ricorso a meccanismi flessibili all'estero. Esse sono complessivamente stimate, sempre nel Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra, portare ad un ulteriore intervallo di riduzione compreso fra 32,5 e 47,8 Mt di CO₂. Esse sono state elaborate per ottenere le riduzioni di emissioni di GHG necessarie al raggiungimento dell'obiettivo di Kyoto per il nostro paese.

Tra queste opzioni viene sovente citato, specialmente nel settore elettrico, il ricorso alla produzione di energia da fonti rinnovabili: ad esempio

- ***Aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili per 500-1.200 MW:*** (viene già dato per scontato il raggiungimento dei 75 TWh di energia rinnovabili nel 2010 come indicato dal Libro Bianco del 1999).

- ***Diffusione dell'uso diretto di energia termica***

- ***Ricerca e sviluppo nel settore fotovoltaico***

All'impiego di opzioni per le ulteriori misure internazionali di riduzione, affidata ai meccanismi flessibili di *Clean Development Mechanism (CDM)* e progetti di *Joint Implementation (JI)*, può essere affidato un ruolo complementare rispetto alle politiche interne, tenuto conto che questi potrebbero risultare potenzialmente convenienti in termini di costi unitari di riduzione delle emissioni, tenendo pur conto della complessità della loro valutazione monetaria.

La generazione elettrica rappresenta un bacino di grande potenzialità per i progetti JI e CDM, poichè:

- 1) “è in forte crescita, soprattutto nelle economie in via di sviluppo”;
- 2) “è all'origine di una quota rilevante delle emissioni di CO₂”;
- 3) “indipendentemente dai progetti di CDM e JI, si prevedono comunque nel settore significativi investimenti all'estero di diversi Paesi che hanno aderito al protocollo di Kyoto”.

Gli interventi potrebbero riguardare:

- generazione di nuova capacità (es. eolica, solare, biomassa);
- sostituzione di vecchie centrali con nuove più efficienti;
- sostituzione di combustibili (es. dal carbone al gas);
- diffusione di nuove tecnologie (es. cogenerazione, cicli combinati);
- minimizzazione delle perdite.

L'Emissions Trading (ET) può essere uno strumento efficace per l'abbattimento dei costi di riduzione delle emissioni di gas serra in presenza di condizioni di mercato favorevoli all'acquisto.

In ogni caso, facendo ricorso esclusivamente ad un'opzione di mercato e non ad uno strumento tecnico di abbattimento reale dei gas serra, l'acquisto di permessi di emissione non ha altre ricadute positive diverse dalla riduzione formale delle emissioni.

In conclusione, nel Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra, vengono proposte le seguenti misure strategiche, che si possono riassumere nei seguenti punti:

1. “prediligere le misure che possano condurre ad uno sviluppo economico nazionale in termini di mercato e occupazione, oltre che ridurre le emissioni di gas serra;”
2. “seguire lo sviluppo del mercato dei permessi di emissione europeo nonché del mercato dell'energia elettrica internazionale con l'obiettivo di rendere il Paese partecipe di queste evoluzioni;”
3. “Fare in modo che il Paese non sia costretto a ricorrere a questi strumenti, a meno di condizioni di mercato estremamente convenienti, anche in prossimità della scadenza del 2010.”

5. Produzione Elettrica Nazionale (anno 2004)

La quantità totale di combustibili (gassosi, liquidi, solidi, fonti rinnovabili) utilizzati per la produzione di energia elettrica nazionale nel 2004 ammonta complessivamente a 60,690 Mtep che rappresentano il 32,5% del consumo interno lordo di combustibili pari a 186,786 Mtep, al netto delle importazioni di energia elettrica (MAP, 2005). La produzione elettrica rappresenta pertanto la voce di maggior rilievo in termini di consumo energetico, seguita dai trasporti che rappresentano il 23,3% del consumo interno lordo di combustibili, per questo settore costituito per la quasi totalità da prodotti petroliferi.

Il fabbisogno energetico nazionale nel 2004 è stato soddisfatto dal mix di risorse riportato nella seguente tabella:

Fonte energetica	Quantità (Mtep)	Percentuale
Solidi	17,082	8,7%
Gas naturale	66,502	33,8%
Petrolio	87,957	44,7%
Rinnovabili	15,245	7,7%
Import energia elettrica	10,040	5,1%
Totale	196,826	100,0%

Fabbisogno energetico nazionale nel 2004 (Dati MAP, BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE 2004, 2005)

Di seguito è invece riportato il bilancio energetico relativo alle risorse utilizzate per la trasformazione in energia elettrica:

Fonte energetica	Quantità (Mtep)	Percentuale
Solidi	12,147	20,0%
Gas naturale	23,803	39,2%
Petrolio	11,907	19,6%
Rinnovabili	12,833	21,1%
Totale	60,690	100,0%

Bilancio energetico 2004 relativo alle risorse utilizzate per la trasformazione in energia elettrica (Dati MAP, BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE 2004, 2005)

Gli impieghi finali, al netto dei consumi e delle perdite del settore energetico, ammontano a 144,003 Mtep, la ripartizione tra le varie fonti energetiche è illustrata nella seguente tabella

Fonte energetica/Vettore	Quantità (Mtep)	Percentuale
Solidi	4,449	3,1%
Gas naturale	41,883	29,1%
Petrolio	69,926	48,6%
Rinnovabili	2,336	1,6%
Energia elettrica	25,409	17,6%
Totale	144,003	100,0%

Impieghi energetici finali 2004, al netto dei consumi e delle perdite del settore energetico (Dati MAP, BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE 2004, 2005)

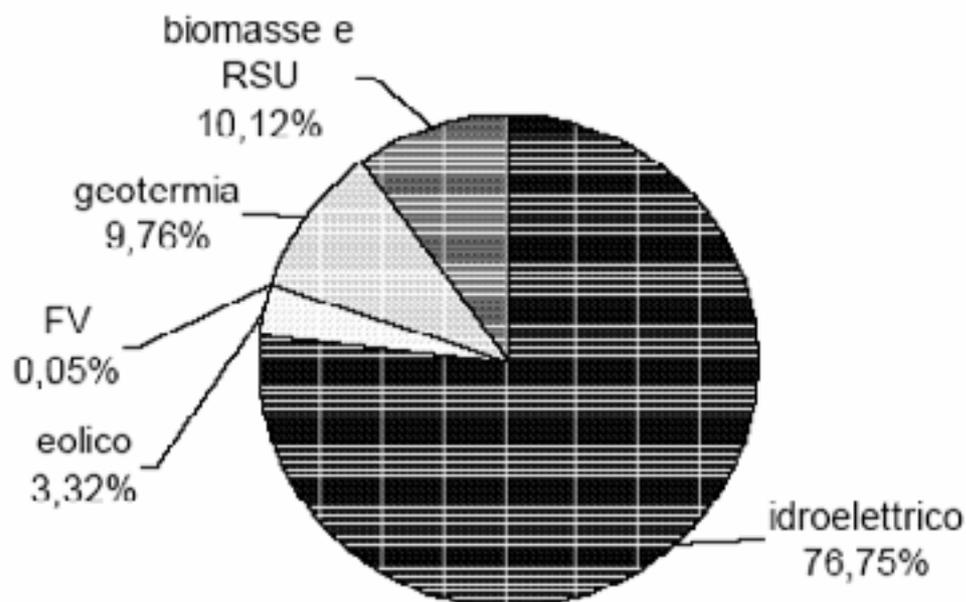
Dai dati riportati emerge una forte dipendenza del paese dai prodotti petroliferi che sono prevalentemente impiegati nel settore dei trasporti (61,5% degli impieghi finali del petrolio).

In base ai dati forniti da ENEA (2005) e GRTN (2005), ai fini della produzione di energia elettrica nel 2004, il combustibile che ha fornito il maggior contributo è stato il metano (42,8% della produzione elettrica lorda). I prodotti petroliferi ed il carbone hanno contribuito in eguale misura, rispettivamente 15,6% e 15,0% rispetto alla produzione lorda. La voce “altri combustibili”, che costituisce il 5,9% della produzione lorda, comprende i gas di acciaieria d’altoforno e di cokeria, i gas residui da processi chimici ed il catrame.

La produzione elettrica nazionale è quindi sostenuta principalmente dagli impianti termoelettrici con utilizzo di idrocarburi fossili di varia natura (circa 79,3% della produzione lorda, escluse le biomasse), mentre una parte esigua (4,3%) è rappresentata da fonte geotermica e altre fonti rinnovabili. La fonte idrica, con il 14,1% della produzione lorda, risulta essere la fonte più utilizzata dopo il metano.

6. Fonti Rinnovabili

Secondo il Bilancio Energetico Nazionale per l'anno 2004, emesso in data 16/11/2005 dal Ministero delle Attività Produttive, la produzione in Italia di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili (Energia idraulica, Energia geotermica, Eolico, Fotovoltaico, Rifiuti, Biomasse) ammonta a 14,329 milioni di tonnellate di petrolio equivalente, a fronte di una produzione nazionale totale pari a 31,023 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio. Tenuto conto di una parte pari a 0,917 milioni di tonnellate di petrolio equivalente di energia da fonti rinnovabili importata dall'estero e di un quantitativo pari a 0,001 milioni di tonnellate di petrolio equivalente di energia sempre da fonti rinnovabili esportata fuori dai confini nazionali, resta a disposizione del consumo interno nazionale una quantità di energia da fonti rinnovabili pari a 15,245 milioni di tonnellate di petrolio equivalente. Al netto dei consumi e delle perdite nel settore energetico (0,076 milioni di tonnellate di petrolio equivalente), della disponibilità al consumo di energia da fonti rinnovabili, 12,833 milioni di tonnellate di petrolio equivalente vengono utilizzate per la produzione di energia elettrica.



Produzione di elettricità per fonte rinnovabile (percentuali) in Italia nel 2004 (elaborazione ENEA su dati GRTN)

La restante parte, disponibile agli impieghi finali (**2,336 milioni di tonnellate di petrolio**

equivalente), viene così suddivisa:

- Settore industriale: **0,319 milioni di tonnellate di petrolio equivalente**
- Settore agricolo: **0,193 milioni di tonnellate di petrolio equivalente**
- Settore trasporti: **0,255 milioni di tonnellate di petrolio equivalente**
- Settore civile: **1,569 milioni di tonnellate di petrolio equivalente**

Sempre secondo il Bilancio Energetico Nazionale per l'anno 2004, le trasformazioni delle fonti di energia annoverate fra le rinnovabili sono così ripartite:

- Energia idraulica
 - Produzione (Centrali idroelettriche): **42.744 GWh**
 - Trasformazione e impiego: **42.744 GWh (100%)**
- Energia geotermica
 - Produzione (Centrali geotermiche): **5.437 GWh**
 - Trasformazione e impiego: **5.437 GWh (100%)**
- Eolico + Fotovoltaico
 - Produzione (Centrali eoliche/fotovoltaiche): **1.851 GWh**
 - Trasformazione e impiego: **1.851 GWh (100%)**
- Rifiuti:
 - Produzione (usata nelle Centrali termoelettriche): **3.453 kt**
 - Prodotti di scarto della combustione nelle Centrali Termoelettriche: **783 kt**
 - Perdite di Trasformazione nelle Centrali Termoelettriche: **2.670 kt**
- Biomasse:
 - Consumo interno lordo: **10.834 kt**, suddivisa in
 - Produzione **7.804 kt**
 - Importazione: **3.034 kt**
 - Esportazione: **4 kt**

Trasformazioni: **3.843 kt**, suddivise in

T. in Carbonaie:

- Quantità in Input: **524 kt**
- Fonti ottenute: **262 kt**
- Perdite di trasformazione: **262 kt**

T. in Centrali Termoelettriche:

- Quantità in Input: **3.319 kt**
- Fonti ottenute: **997 kt**
- Perdite di trasformazione: **2.322 kt**

Consumi finali: **6.991 kt**, suddivisi in

- Agricoltura: **666 kt**
- Industrie materiali da costruzione: **1.000 kt**
- Biodiesel per autotrasporti: **286 kt**
- Usi domestici commerciali e artigianali: **5.039 kt, di cui 40 kt in biodiesel**

	04	05	04	05	%
	2002		2004		04-05
Italia	1.398	10.889.379	2.321	17.255.830	6,5
D. I.	1.122	831.339	1.134	411.034	1,8
T. in (MW)	263	1.023.324	303	1.301.470	1,4
- T. in	293	14.030.140	294	14.091.324	0,1
Eolica	907	273.448	128	1.321.485	28,5
Idroelettrica *	12	7.843	13	7.324	1,2
Geotermica	34	707.808	21	483.289	-3,7
Eolomare e ibrida	257	1.086.475	267	1.346.731	24,9
Sole	48	129.099	96	1.071.085	30,1
- ibrida eolico-ibrida	90	485.749	10	311.209	18,7
- da colture e attività agro-industriali	36	383.324	41	367.826	46,1
Pomphe	169	267.219	173	267.801	4,1
- idroelettriche	145	215.334	148	229.423	5,2
- id. frang.	9	4.852	4	3.012	-21,1
- id. idroelettr. aerea	15	3.379	11	2.873	11,8
- id. colture e attività agro-industriali	9	21.296	9	30.799	1,3
Totale	2.469	19.643.736	2.452	20.321.986	2,8

Potenza efficiente lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia al 31 dicembre 2004 (GRTN)

GWh	2001	2002	2003	2004	% '04/'03
Idrica	46.810,3	39.519,4	36.674,3	42.744,4	116,0
0_1	1.667,0	1.603,6	1.455,3	1.731,3	119,0
1_10 (MW)	8.968,8	8.443,9	8.736,2	7.128,8	74,3
> 10	38.153,8	31.471,8	29.482,8	33.884,5	114,9
Eolica	1.178,0	1.404,2	1.458,4	1.846,5	126,6
Fotovoltaica*	4,0	4,1	5,0	4,0	20,0
Geotermica	4.506,6	4.662,3	5.340,5	5.437,3	1,0
Biomasse e rifiuti	2.587,3	3.422,6	4.403,0	5.637,2	25,5
- Solidi	1.902,8	2.470,5	3.460,1	4.486,0	29,1
- rifiuti solidi urbani	1.258,5	1.427,9	1.811,9	2.276,6	25,6
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	644,4	1.051,6	1.648,2	2.190,4	32,9
- Biogas	184,4	943,1	1.033,0	1.170,2	13,3
- da discariche	664,6	622,0	910,5	1.036,4	14,0
- da fanghi	4,6	2,0	2,7	1,2	56,6
- da deiezioni animali	8,8	16,3	13,2	16,5	40,2
- da colture e altri rifiuti agro-industriali	5,3	101,0	106,5	112,1	5,3
Totale	55.087,0	49.012,5	47.971,3	55.689,5	116,0

Produzione lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia dal 2001 al 2004 (GRTN)

La potenza degli impianti che utilizzano biomasse è riportata per intero (e non pro quota) per ogni tipologia di combustibile utilizzabile. Considerando anche i Tetti Fotovoltaici non censiti nelle statistiche del settore elettrico, la potenza installata da impianti fotovoltaici risulta essere di 26,0 MW nel 2003, 30,8 MW nel 2004 (Fonte ENEA).

7. Fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica

In questo rapporto ci si concentra sulle prospettive di utilizzo delle tre differenti tecnologie da fonte rinnovabile per la produzione elettrica che recentemente tendono maggiormente ad affermarsi, e si tratta del fotovoltaico, dell'eolico e delle biomasse: questo perchè in Italia, la produzione di energia tramite impianti idraulici e geotermici è da tempo affermata, tecnologicamente matura e molto vicina al limite massimo di sfruttamento della risorsa disponibile entro limiti di accettabilità economica, mentre altre tecnologie, come lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso e delle maree, pur avendo delle notevoli potenzialità di sfruttamento, si trovano allo stato attuale nella fase di studio e di prototipizzazione, ben lontane da una applicazione tecnologicamente e economicamente efficace e conveniente.

7.1 Energia eolica

Componenti e sistemi

La tecnologia eolica è, allo stato attuale delle fonti rinnovabili, tecnologia matura e commercialmente competitiva.

La tecnologia sviluppata si basa sul principio di trasformazione dell'energia cinetica della massa d'aria in movimento a una data velocità in energia meccanica (e successivamente elettrica) per mezzo di turbine, dette aerogeneratori, che rispondono alla seguente legge fisica:

$$P = \frac{1}{2} * 0,593 * \rho * \pi * (d^2 / 4) * v^3 * \eta$$

Dove:

- P = potenza estraibile dalla massa d'aria, di densità ρ [kg/m³], in movimento alla velocità v;

- $0,593$ = Costante di Betz che esprime la massima potenza teoricamente estraibile dalla massa d'aria in movimento;
- d = diametro del cerchio descritto dal movimento rotatorio delle pale attorno all'asse;
- η = rendimento della specifica macchina.

La formula sopra riportata evidenzia una serie di aspetti caratteristici delle turbine eoliche:

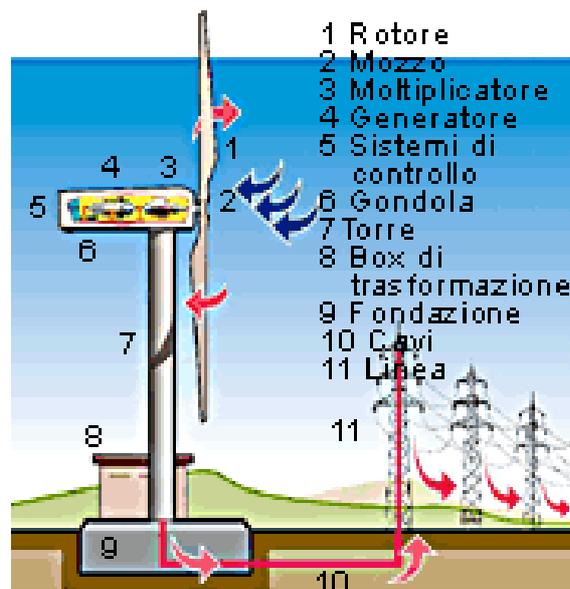
- la potenza ottenibile da un aerogeneratore dipende dall'*area spazzata* espressa dalla formula $\pi (d^2/4)$, quindi dalla lunghezza delle pale;
- la potenza estraibile dipende dal cubo della velocità della massa d'aria intercettata dall'area spazzata.

La tipica configurazione di un aerogeneratore è ad asse orizzontale ed è illustrata nella successiva figura. In tale configurazione, il sostegno (7) porta alla sua sommità la gondola o navicella (6), costituita da un basamento o da un involucro esterno; nella gondola sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri (3), l'albero veloce, il generatore elettrico (4) e i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento e all'esterno della gondola è fissato il rotore (1), costituito da un mozzo (2), sul quale sono montate le pale (generalmente tre per macchine di media taglia).

Il rotore può essere posto sia sopravvento che sottovento rispetto al sostegno.

La gondola è in grado di ruotare rispetto al sostegno allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento ed è per questo che l'aerogeneratore viene definito "orizzontale".

La forma delle pale è disegnata in modo che il flusso dell'aria che le investe aziona il rotore. La navicella è completata da un sistema di *controllo di potenza* e da uno di *controllo dell'imbardata*. Il primo ha il duplice scopo di regolare la potenza in funzione della velocità istantanea del vento (così da far funzionare la turbina il più possibile vicino alla sua potenza nominale) e di interrompere il funzionamento della macchina in caso di vento eccessivo.



Fonte: ENEL

Il secondo invece consiste in un controllo continuo del parallelismo tra l'asse della macchina e la direzione del vento. L'intera navicella è posta su di una *torre* a traliccio o tubolare conica, ancorata al terreno tramite un'opportuna fondazione in calcestruzzo armato.

L'aerogeneratore opera a seconda della forza del vento; al di sotto di una certa velocità la macchina è incapace di partire; perché ci sia l'avviamento è necessario che la velocità raggiunga una soglia minima di inserimento (**Start up**), diversa da macchina a macchina (circa 4-5 m/s) per la quale però non si ha produzione di energia. Si inizia a produrre energia solamente dalla velocità detta di **Cut-in**.

Con il termine **velocità nominale** si intende la minima velocità del vento che permette alla macchina di fornire la potenza di progetto (10-12 m/s per macchine di media taglia, ovvero da qualche centinaia di kW). Ad elevate velocità (20-25 m/s) l'aerogeneratore viene posto fuori servizio per motivi di sicurezza (**Cut-out**).

Le macchine eoliche sono classificabili in funzione di numerose variabili: in funzione della posizione dell'asse di rotazione, della potenza, della velocità del rotore, del numero di pale, del tipo di regolazione ecc. In funzione della loro dimensione le macchine eoliche sono classificabili in:

- piccola (potenza 5-100 kW; diametro rotore 3-20 m; altezza torre 10-20 m);
- media (potenza 100-1.000 kW; diametro rotore 20-60 m; altezza torre 20-60 m);
- grande (potenza 1.000-3.600 kW; diametro rotore 55-100 m, altezza torre 60-100 m).

La bassa densità energetica dell'energia eolica per unità di area della superficie di territorio, comporta la necessità di procedere all'installazione di più macchine per lo sfruttamento della risorsa disponibile. L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato perciò dalla "wind farm" (cluster di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio ma collegati ad una unica linea che li raccorda alla rete locale o nazionale).

In base alla loro dislocazione sul territorio gli impianti eolici possono essere classificati in impianti sulla terraferma (*onshore*) e impianti sul mare (*offshore*). Le principali tipologie dei sistemi *onshore* sono: centrali eoliche, impianti isolati, sistemi ibridi.

Le centrali eoliche forniscono alla rete nazionale un contributo significativo in termini di energia elettrica prodotta e rappresentano la tipologia di sistema che più si è sviluppata sul piano tecnologico e di mercato.

La tipologia degli impianti isolati comprende aerogeneratori per alimentazione di utenze singole o multiple, dove la continuità del servizio è assicurata da un sistema di accumulo, e aeromotori specifici per applicazione, ad esempio per il pompaggio dell'acqua.

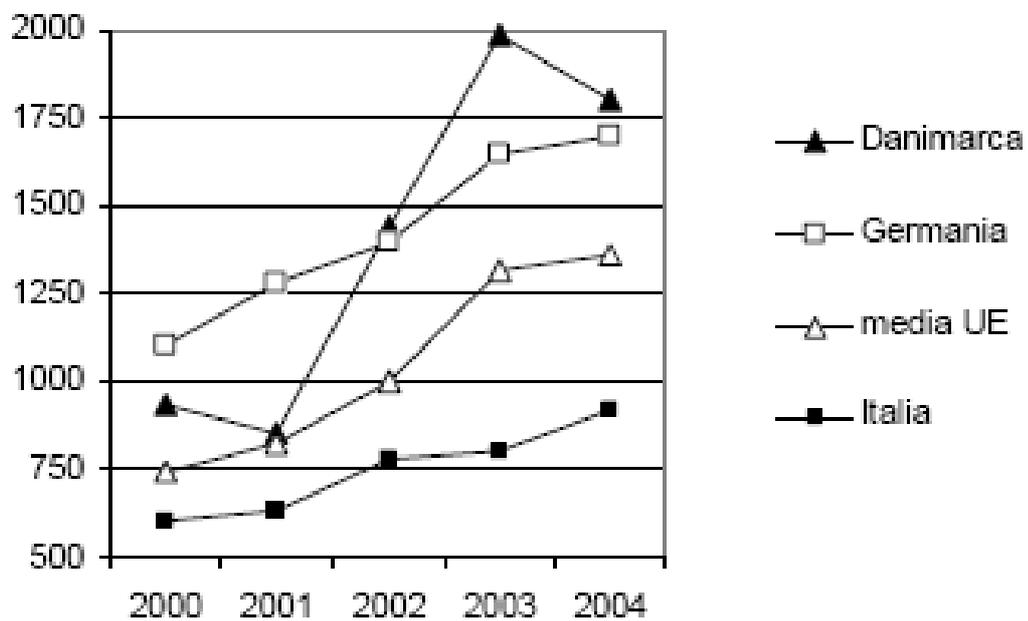
Tra i sistemi ibridi si possono citare i sistemi eolico-diesel ed eolico-idroelettrico.

Un impianto eolico di dimensioni industriali è costituito da uno o più aerogeneratori opportunamente disposti sul territorio, secondo un disegno funzionale all'esposizione del vento e all'impatto visivo. Gli aerogeneratori sono collegati, mediante cavi interrati alla rete di trasmissione presso cui viene realizzato il punto di consegna dell'energia.

Utilizzo della risorsa eolica

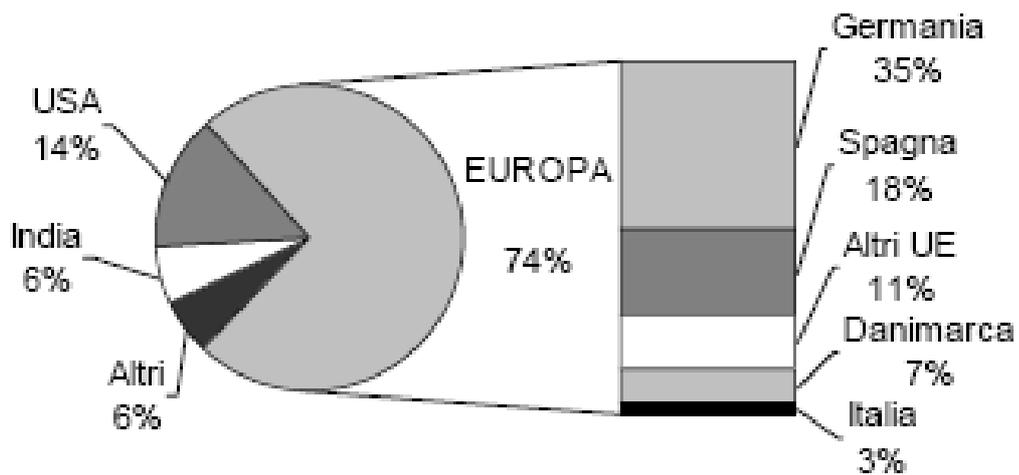
Il settore eolico ha conosciuto negli ultimi venti anni uno sviluppo importante con una conseguente affermazione in quanto settore industriale: la potenza eolica connessa alla rete elettrica nel mondo ha già superato i 50.000 MW, corrispondente a una produzione di oltre 100 TWh, con una presenza europea superiore al 70%:





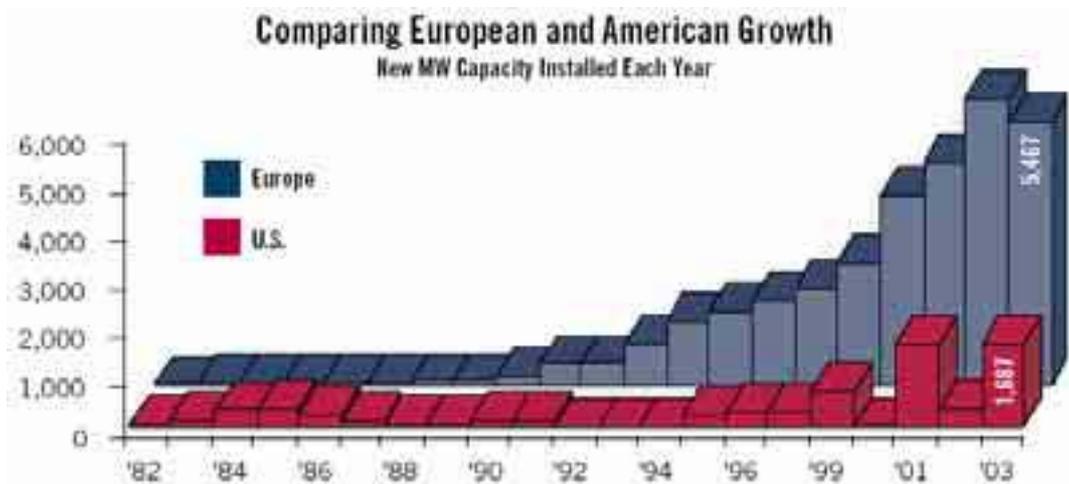
Fonte: elaborazioni su dati EurObserv'ER

Taglia media del parco eolico in Europa (kW). Anni 2000-2004 (ENEA, 2005)



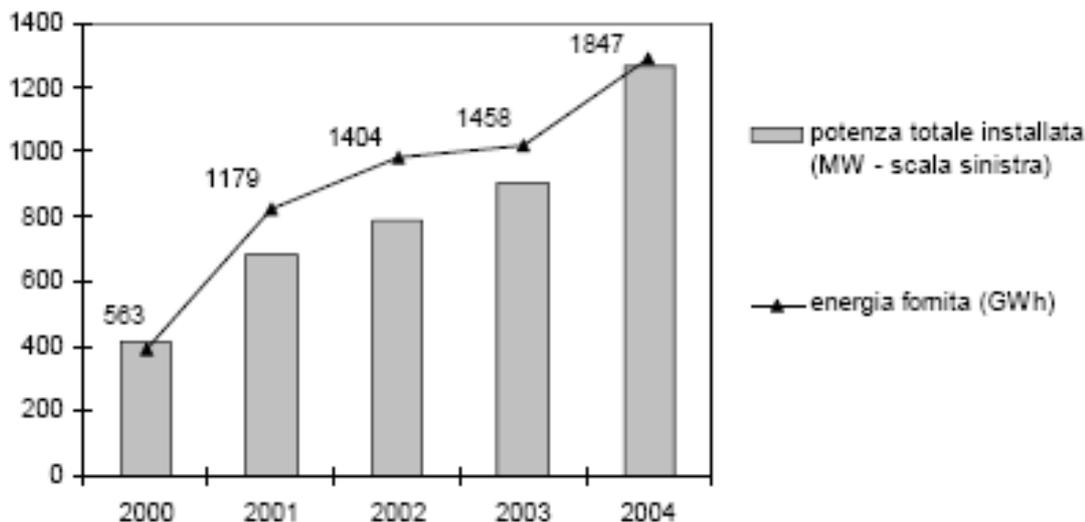
Fonte: elaborazione sui dati EurObserv'ER 2004

Parco eolico mondiale per aree geografiche (ENEA, 2005)

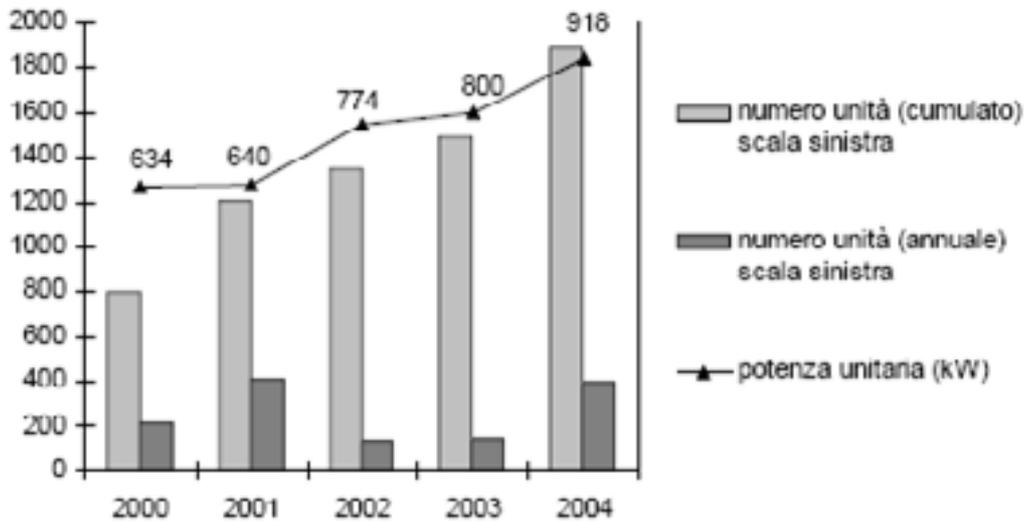


Nuove capacità eolica in MW installata annualmente: confronto Europa - USA (AWEA 2004)

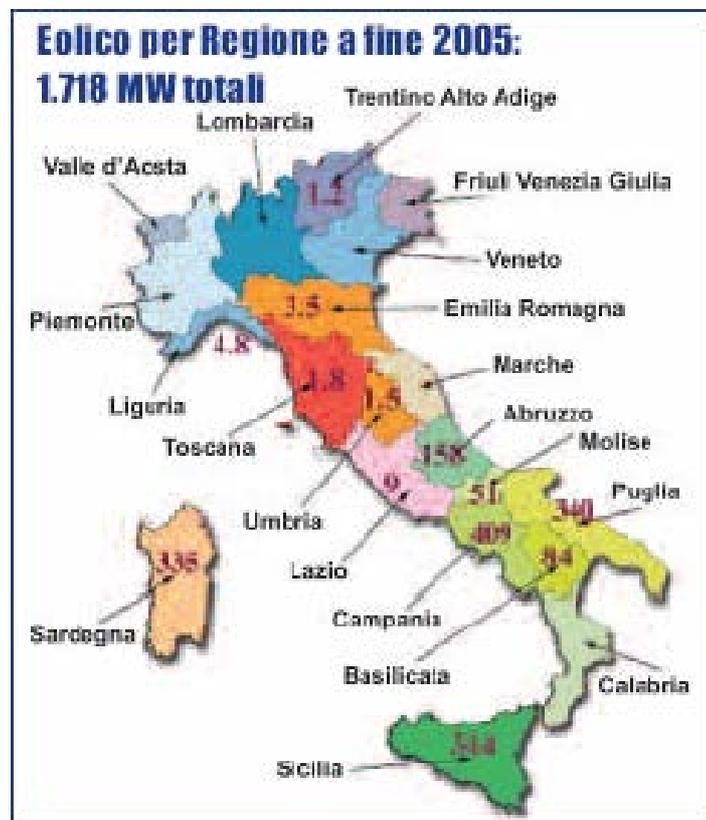
In Italia al 2004 sono stati installati impianti eolici per una potenza complessiva di circa 1.260 MW ed una produzione annua di energia elettrica attorno ai 1,8 TWh. Al 2004, la dimensione dei parchi eolici italiani era compresa tra poco meno di 1 MW e circa 40 MW. Gli impianti si concentrano prevalentemente nell'Italia meridionale, con predominanza in Campania, Puglia, Sicilia e Sardegna. Circa il 90% delle macchine si trova in zone montuose ad altezze variabili tra 600 e 700 m sul livello del mare. I programmi nazionali di sviluppo dell'eolico (Libro Bianco e Verde) puntano alla realizzazione di 3.000 MW entro il 2010.



Potenza installata ed energia prodotta da impianti eolici in Italia, anni 2000 - 2004 (ENEA, 2005)



Installazioni e potenza media degli impianti eolici, anni 2000-2004 (ENEA, 2005)



Capacità eolica installata per Regione in Italia a fine 2005 (GRTN, ENEA)

Prospettive della tecnologia e costi¹

Negli ultimi anni si è affermata la tendenza all'aumento della taglia media degli aerogeneratori installati: dai 50 kW degli anni 80 fino ai 5 MW odierni.

Lo stesso in Italia, anche se territorio dall'orografia complessa, si può notare un aumento contenuto ma costante delle potenze installate, destinato a crescere ulteriormente.

I moderni aerogeneratori hanno caratteristiche modulari, sono affidabili e si collocano nel sito in tempi brevi; sono costruiti per operare in modo continuativo, con scarsa manutenzione (circa ogni 6 mesi) e poco personale (2 addetti per ogni 20-30 macchine) per un periodo di oltre 20 anni. La tipologia più diffusa è quella tripala. Le prospettive di sviluppo tecnologico del settore riguardano, prevalentemente, l'impiego di materiali innovativi in grado di realizzare sistemi di sempre maggiori dimensioni a prezzi contenuti e di incrementare efficienza e affidabilità del sistema. Fondamentale, per la sostenibilità ambientale di questa tecnologia, è l'obiettivo di ridurre l'impatto complessivo del sistema sull'ambiente in tutte le fasi del suo ciclo di vita: nella fase di costruzione, nella fase di installazione, nella fase di esercizio (con la riduzione dell'impatto visivo e acustico), nella fase di dismissione.

La crescita del mercato ha determinato una forte diminuzione dei costi; oggi il costo del kWh prodotto da fonte eolica si è ridotto a un quinto di quello di 20 anni fa. Per gli aerogeneratori con potenza intorno ad 1 MW, il costo del kW installato si colloca tra 900 e 1.100 €.

In Italia, dal momento che buona parte delle aree ventose presentano complesse caratteristiche morfologiche, i costi legati al sito, in particolare all'accessibilità e al collegamento alla rete, possono avere un'incidenza maggiore portando il costo specifico totale ad oltre i 1.200 €/kW e il costo della produzione elettrica da eolico tra 5-6 c€/kWh.

Per una stima globale dei costi bisognerebbe però considerare anche i "costi evitati" in particolare per quanto riguarda il combustibile non utilizzato, e le emissioni evitate.

¹ Da: ENEA (a cura di Carlo Manna), *LE FONTI RINNOVABILI 2005* (novembre 2005)

Per quanto concerne le emissioni evitate viene riportata in tabella una stima basata sulla mancata produzione da fonti fossili tradizionali, nell'ipotesi di una producibilità eolica annuale di 2500 MWh per MW installato.

	MWh	Polveri (ton)	SO _x (ton)	NO _x (ton)	CO ₂ (ton)
Annuale	25.000	3,2	109	42	17.200
Vita impianto (20 anni)	500.000	64,5	2.182	840	344.000

Fonte: EDENIS

Emissioni evitate con un impianto eolico da 10 MW (EDENS)

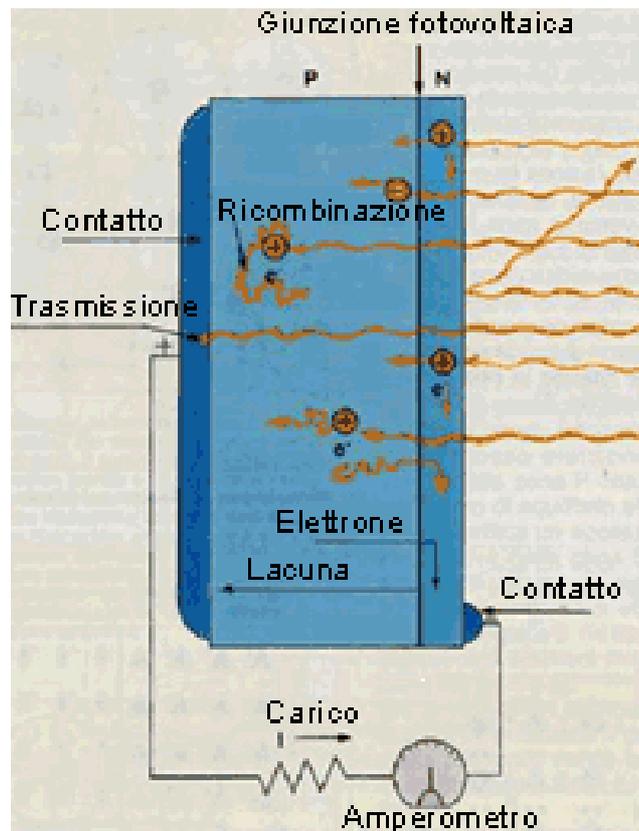
7.2 Energia Solare fotovoltaica

Componenti e sistemi

Nel panorama delle fonti rinnovabili il solare fotovoltaico si distingue per la semplicità del sistema di conversione energetica, il basso impatto ambientale e la richiesta di manutenzione molto contenuta.

La tecnologia fotovoltaica è caratterizzata da un processo di conversione diretta della radiazione solare in energia elettrica, che avviene interamente all'interno della cella solare (o, più in generale, del dispositivo fotovoltaico).

Alcuni tipi di materiali semiconduttori, detti materiali fotovoltaici, possono essere utilizzati per la produzione del cosiddetto effetto fotovoltaico: investiti da luce solare possono liberare dei conduttori di cariche (elettroni o lacune) che possono essere raccolti da un opportuno campo elettrico per formare una corrente e quindi generare energia.



Schema effetto fotovoltaico (EnelGreenPower)

I materiali fotovoltaici vengono classificati sia in funzione del tipo di semiconduttore utilizzato che del tipo di campo elettrico generato all'interno del materiale per raccogliere le cariche prodotte dai fotoni incidenti.

Il materiale più usato per generare energia fotovoltaica è il silicio. Esistono altri tipi di film utilizzati nel fotovoltaico e sono di solito sottili film cristallini, i più usati sono il diseleniuro di rame ed indio (CIS) ed il tellururo di cadmio (TC).

La tecnologia del silicio cristallino comporta un utilizzo di materiale in quantità molto superiore alle tecnologie a film sottile e quindi risulta molto più costosa, ma le caratteristiche di affidabilità ed il suo grado di maturità industriale sono tali da farne la tecnologia più diffusa per le applicazioni energetiche.

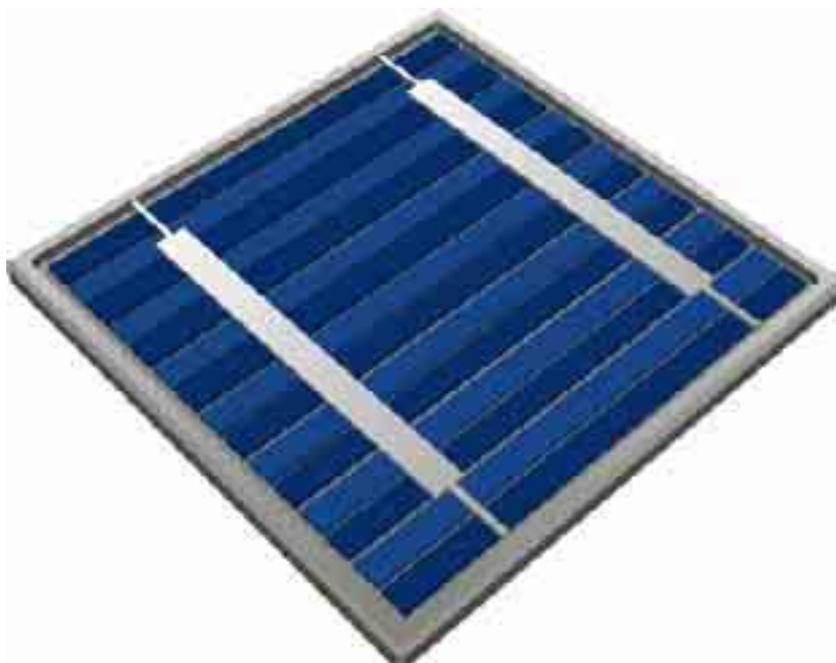
In un impianto fotovoltaico, che è costituito da un insieme di più componenti elettronici ed elettrici, oltre alle strutture, tipicamente meccaniche, di supporto, possono essere individuati due sottosistemi principali: quello di generazione e quello di controllo e condizionamento della potenza. Il componente base del sistema di generazione, generatore o campo fotovoltaico, è costituito dal modulo, a sua volta costituito da più celle

fotovoltaiche; mentre il componente principale del sistema di controllo e condizionamento della potenza, è costituito dal convertitore continua-alternata.

La cella fotovoltaica è un dispositivo elettronico costituito da un materiale semiconduttore (molto spesso silicio), e costituisce l'unità elementare di un impianto, nella quale avviene la conversione della radiazione solare in elettricità. In termini di produzione commerciale, sono oggi disponibili essenzialmente due tipologie di celle fotovoltaiche: la prima basata sul silicio cristallino (mono e multi-cristallino) e la seconda, quella dei dispositivi a “film sottile”.

La tipica cella fotovoltaica presente sul mercato è costituita da una sottile fetta (*wafer*) di silicio cristallino, di spessore complessivo compreso tra 0,25 mm e 0,35 mm circa, generalmente di forma quadrata e di superficie pari a circa 100 cm² (fino a 225 cm²).

La cella si comporta come una minuscola batteria, producendo – nelle condizioni di radiazione solare tipiche (quali quelle dell'Italia, cioè radianza pari a 1 kW/m² e temperatura di cella pari a 25 °C) – una corrente tra i 3 A e 4 A a una tensione di circa 0,5 V, generando quindi una potenza di 1,5-2 Watt di picco (Wp). Tra le celle oggi disponibili sul mercato, quelle al silicio cristallino presentano prestazioni e durata nel tempo maggiori rispetto a qualsiasi altro materiale usato per lo stesso scopo.



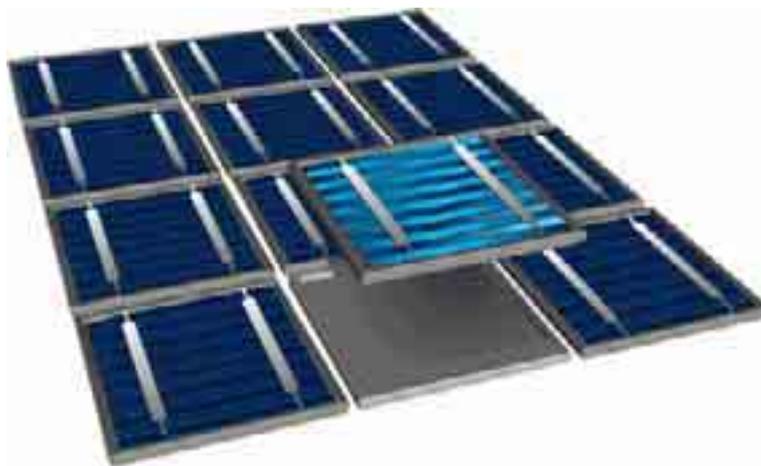
Cella fotovoltaica (Fonte ENEL)

Le celle solari costituiscono un prodotto intermedio dell'industria fotovoltaica; esse infatti vengono assemblate in moduli fotovoltaici. I moduli in commercio attualmente più diffusi, con superfici variabili tra 0,5 m² e 1,3 m², prevedono 36 o 72 celle opportunamente collegate elettricamente in serie/parallelo fra loro e hanno una potenza nominale che varia fra i 50 Wp e i 180 Wp, a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle, e tensione di lavoro di circa 17Volt.

I moduli fotovoltaici realizzati con celle al silicio cristallino detengono la quasi totalità del mercato mondiale, mentre la restante parte del mercato riguarda essenzialmente quelli al silicio amorfo e, solo marginalmente, quelli basati sui cosiddetti dispositivi a film sottile policristallino.

I moduli comunemente usati nelle applicazioni commerciali hanno un rendimento complessivo compreso tra il 10% e il 13%. Un insieme di moduli, collegati elettricamente in serie in modo da fornire la tensione richiesta, costituisce una stringa. Più stringhe collegate in parallelo, per fornire la potenza voluta alla tensione di stringa, costituiscono il generatore fotovoltaico.

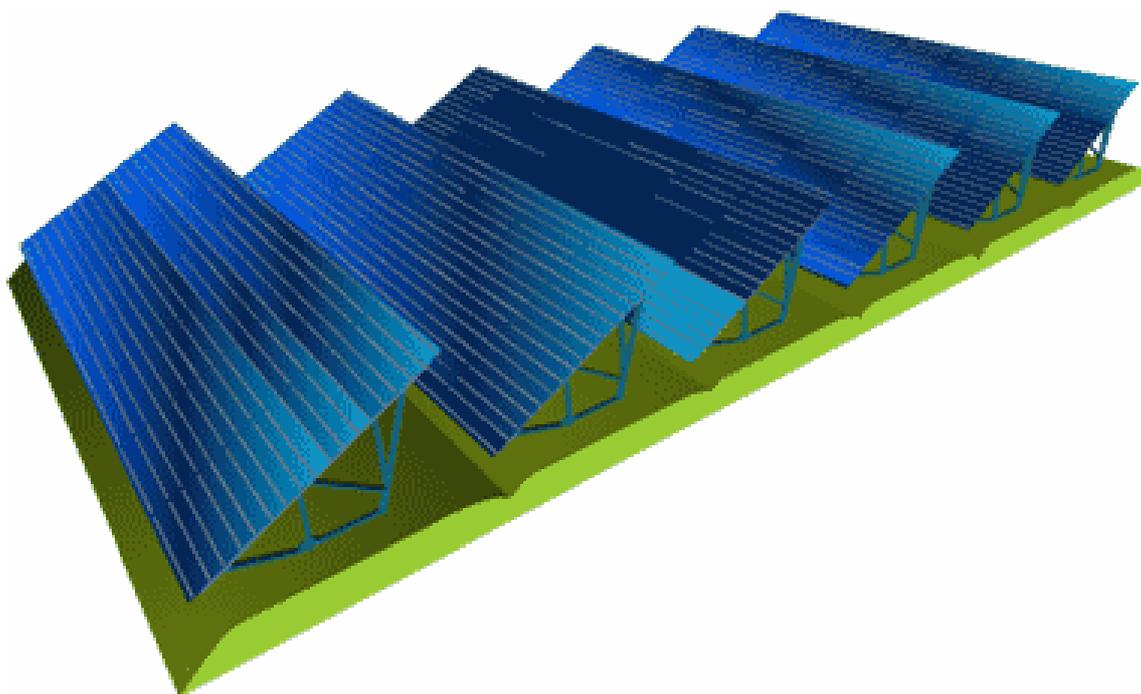
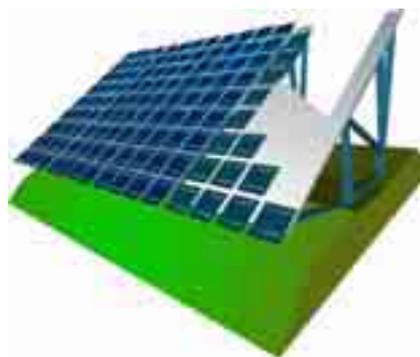
I moduli fotovoltaici vengono collegati in serie o in parallelo per ottenere le tensioni e correnti in uscita che il progettista ha previsto per l'applicazione di riferimento.



Modulo fotovoltaico (Fonte ENEL)

Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie ed in parallelo in modo da realizzare le condizioni operative desiderate. Più moduli

assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre moduli o pannelli collegati elettricamente in serie, per ottenere la tensione nominale di generazione, formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il campo.



Pannello, stringa e campo fotovoltaico (Fonte ENEL)

Gli impianti fotovoltaici, indipendentemente dalla loro taglia che può variare in un intervallo molto esteso (da qualche centinaia di W a decine di MW), sono classificabili in isolati (stand alone) e connessi in rete (grid connected).

Il convertitore continua/alternata, comunemente chiamato *inverter*, fa parte, con il sistema di controllo e le connessioni e le protezioni elettriche, del cosiddetto BOS (*Balance of System*) di un sistema fotovoltaico; esso svolge la funzione di trasformare l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico (sotto forma di corrente continua), con valori di tensione variabili in funzione della radianza solare e della temperatura ambiente (e, quindi, di lavoro delle celle fotovoltaiche), in corrente alternata alla tensione tipica di 220/380 V nel caso di impianti per utenze domestiche, o in media tensione (generalmente 8-20 kV a seconda della rete) nel caso di impianti di media-grande taglia *grid connected*.



Inverter (Fonte ENEL)

Nel caso di impianti non collegati alla rete può essere necessario immagazzinare energia elettrica da utilizzare in funzione del profilo della domanda di energia da parte dell'utenza elettrica. A questo fine viene utilizzato quasi esclusivamente un banco di accumulatori ricaricabili, dimensionato in modo da garantire la sufficiente autonomia di alimentazione del carico elettrico. Le batterie che vengono utilizzate per tale scopo sono accumulatori di tipo stazionario e solo in casi particolari è possibile utilizzare batterie per autotrazione.

Negli impianti isolati, l'energia prodotta alimenta direttamente un carico elettrico (in continua o in alternata), mentre la parte in eccedenza viene generalmente immagazzinata in

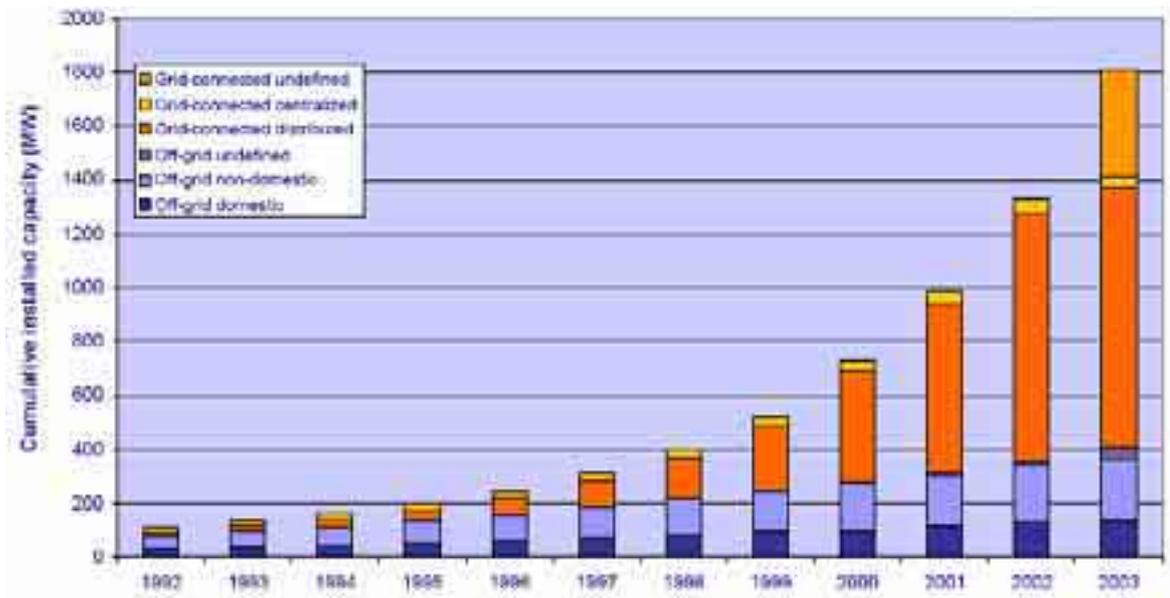
un apposito sistema di accumulo, per renderla disponibile all'utenza nelle ore di generazione fotovoltaica nulla o insufficiente. Negli impianti connessi a una rete elettrica di distribuzione, l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o per essere immessa nella rete stessa (con la quale lavora in regime di "scambio sul posto"), a seconda delle condizioni istantanee della generazione fotovoltaica e dell'utilizzatore. Dunque il sistema connesso in rete generalmente non è provvisto di sistemi di accumulo. Un sistema di questo tipo, dal punto di vista della continuità del servizio, risulta più affidabile di uno stand alone che in caso di guasto non ha possibilità di alimentazione alternativa. Sistemi di elevata affidabilità, in questo caso si possono ottenere integrando il sistema isolato con una fonte tradizionale, ad esempio, diesel (sistema ibrido diesel-fotovoltaico).

Sostanzialmente, la rete di distribuzione negli impianti *grid connected* e il sistema di accumulo negli impianti *stand alone* si comportano in maniera del tutto analoga.

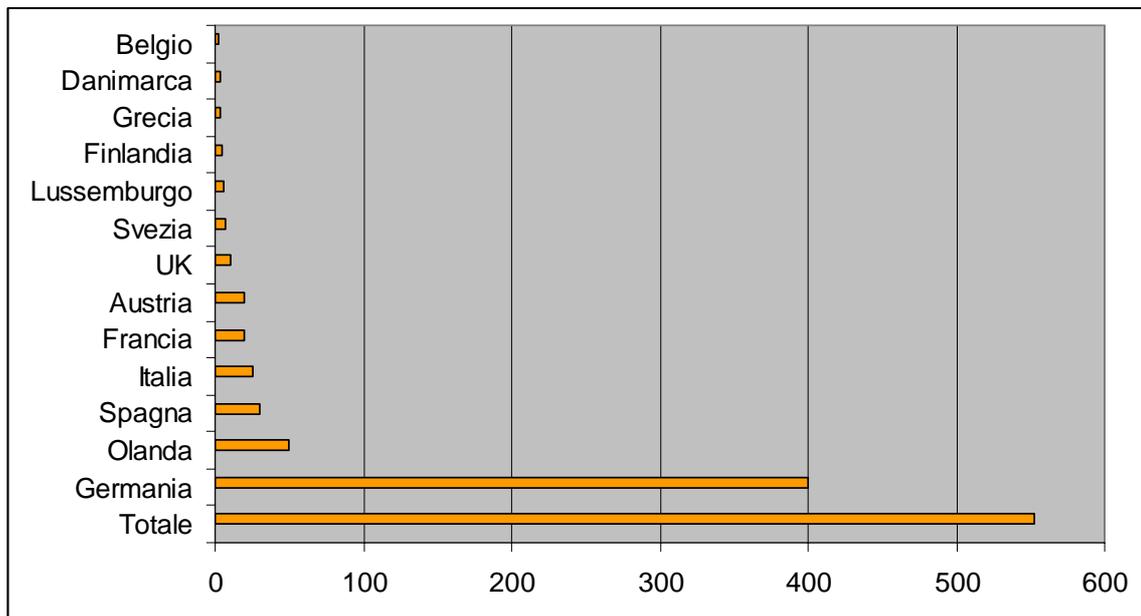
Utilizzo del solare fotovoltaico

	<i>Potenza complessiva installata al 2003(kW)</i>	<i>Potenza installata nel 2003 (kW)</i>
Germania	410.300	133.000
Olanda	45.917	19.591
Spagna	28.000	8.000
Italia	26.000	4.000
Francia	21.072	3.832
Svizzera	21.000	1.500
Austria	16.833	6.492
Gran Bretagna	5.903	1.767
totale EU	587.000	179.000
Australia	45.630	6.500
Messico	17.111	950
Stati Uniti	275.200	63.000
Giappone	859.623	222.781
Canada	11.830	1.833
Altri	12.570	1.823
Totale	1.808.964	475.887

Elenco potenza complessiva installata e potenza installata in diversi Paesi nel 2003, valori in KW (FV Fotovoltaici, N°1 2005)

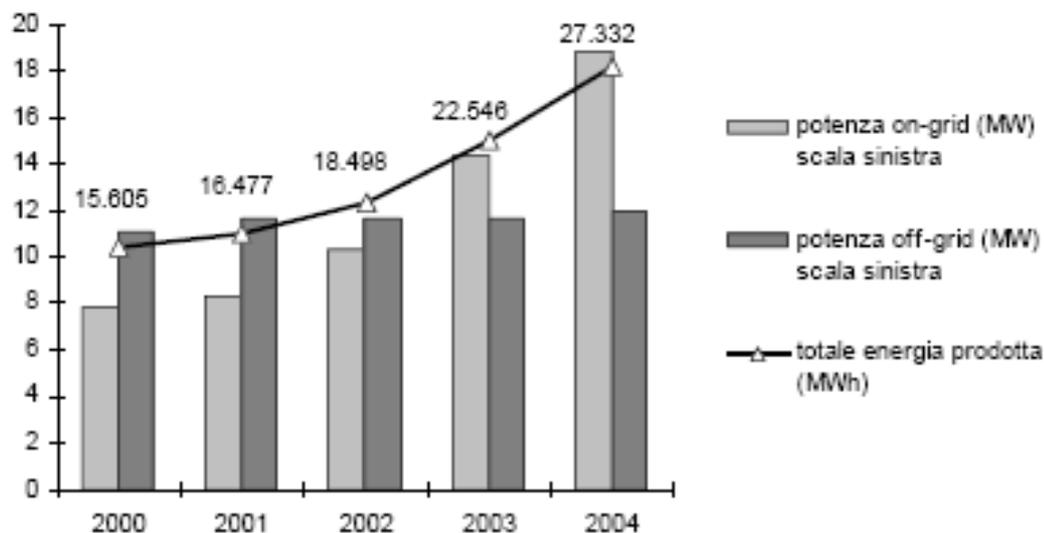


Installazioni fotovoltaiche nel mondo: potenza complessiva (Fonte: PV Status Report 2004 European Commission Joint Research Center)



Installazioni fotovoltaiche in Europa (MW) al 2004 (Fonte: PV Status Report 2004 European Commission Joint Research Center)

La figura mostra l'andamento delle potenze installate per tipologia di impianto (*on grid* e *stand-alone*) e dell'energia prodotta complessivamente in Italia negli ultimi cinque anni.



Impianti fotovoltaici: potenza installata ed energia prodotta in Italia, Anni 2000 – 2004 (Fonte ENEA, 2005)

Potenza installata (kWp)	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Impianti collegati alla rete distribuiti</i>	1155	1635	3620	7620	12100
<i>Impianti collegati alla rete centralizzati</i>	6715	6715	6715	6715	6715
<i>Impianti non collegati alla rete: domestici</i>	5240	5300	5300	5300	5300
<i>Impianti non collegati alla rete: domestici</i>	5890	6350	6365	6365	6700
<i>Totale</i>	19000	20000	22000	26000	30815

Potenza installata in Italia, Anni 2000 – 2004 (Fonte ENEA, 2005)

Energia prodotta (MWh)	2000	2001	2002	2003	2004
<i>Impianti collegati alla rete distribuiti</i>	1169	1655	3664	7713	12248
<i>Impianti collegati alla rete centralizzati</i>	6344	6344	6344	6344	6344
<i>Impianti non collegati alla rete: domestici</i>	3685	3727	3727	3727	3727
<i>Impianti non collegati alla rete: domestici</i>	4407	4751	4762	4762	5013
<i>Totale</i>	15605	16477	18498	22546	27332

Energia prodotta in Italia, Anni 2000 – 2004 (Fonte ENEA, 2005)

Costi²

Per quanto riguarda i costi di investimento un impianto connesso alla rete costa circa 6.000-7.000 €/kWp installato, mentre un impianto stand-alone, provvisto di batterie, costa circa 10-12000 €/kWp. I costi di esercizio e in genere gli interventi di manutenzione sono estremamente ridotti.

Nella maggior parte dei casi il costo dell'energia prodotta, 25-40 c€/kWh, risulta ancora superiore al costo dell'energia elettrica prodotta con una centrale convenzionale di grande dimensione. Per questo motivo, sebbene i costi siano fortemente diminuiti nell'ultimo decennio a seguito della crescita del mercato e del miglioramento tecnologico, la convenienza all'installazione di un impianto fotovoltaico sembra dipendere ancora fortemente da eventuali forme di incentivi.

Nei costi del kWh prodotto da fotovoltaico non emergono però i fattori positivi che un tale impianto determina sull'utenza: minore dispersione nella rete di distribuzione, indipendenza dal gestore di rete; minore impatto sull'ambiente. Tutti questi elementi fanno del fotovoltaico la soluzione più praticabile per la generazione elettrica distribuita in ambiente urbano.

Appare quindi evidente come gli sviluppi di questa tecnologia siano legati al sistema degli "usi finali" dell'energia piuttosto che a quelli della generazione di potenza. Sono infatti le applicazioni integrate con l'edilizia che possono contribuire in modo significativo al decollo di questa tecnologia; una indicazione in questo senso ci viene dal Giappone, paese che ha puntato in modo strategico su tale tecnologia il cui mercato sta rapidamente crescendo in un contesto di graduale diminuzione degli incentivi statali.

Tipologia	Prezzi (€/W _p)
Off-grid fino a 1 kW _p	12-15
Off-grid oltre 1 kW _p	12-14
On-grid fino a 10 kW _p	6,6-7
On-grid tra 10 kW _p e 100 kW _p	6-6,6

Costi di investimento medi per tipologia di impianto fotovoltaico, anno 2004 (ENEA da fonte IEA, 2005)

² Da: ENEA (a cura di Carlo Manna), *LE FONTI RINNOVABILI 2005* (novembre 2005)

Gli impianti *stand-alone* si sono attestati dalla fine degli anni 90 su una potenza totale inferiore a 12 MW; la ripresa degli impianti *on-grid*, avviata tra il 2001 e il 2002, è stata sostenuta con le incentivazioni previste dal programma “Tetti fotovoltaici” del Ministero per l’Ambiente mentre la conclusione di tale programma e l’attesa del nuovo meccanismo di incentivazione in “conto energia” hanno determinato una nuova fase di stallo relegando l’Italia tra i Paesi dell’UE con minore contributo dell’energia fotovoltaica alla produzione elettrica.

Incentivi al fotovoltaico: il Conto Energia³

La regolazione dell’energia verde è stata completata con l’approvazione del decreto 28 luglio 2005, “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”, emanato dal Ministero delle Attività Produttive in concerto con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio. Il decreto prevede un’incentivazione specifica per il fotovoltaico basata sul principio del conto energia.

Con un obiettivo di 300 MW al 2015, il decreto stabilisce modalità e tariffe per i primi 100 MW di impianti realizzati. L’incentivazione prevista si accompagna alla valorizzazione dell’energia elettrica, diversa secondo la taglia d’impianto; in particolare:

- per impianti di potenza inferiore a 20 kW la componente incentivante è fissata a 44,5 c€/kWh, e ad essi sarà abbinata la formule dello “scambio sul posto”;
- per gli impianti di taglia compresa tra 20 kW e 50 kW, la componente incentivante è fissata a 46 c€/kWh;
- per gli impianti di taglia compresa tra 50 kW e 1000 kW, la componente incentivante è fissata a 49 c€/kWh.

Il valore dell’energia elettrica sarà dato dai livelli stabiliti nella delibera 34/05 per la regolazione degli impianti rinnovabili, pari a circa 9,5 c€/kWh per gli impianti di taglia compresa tra 20 e 50 kW e di circa 8,5 c€/kWh per quelli di taglia compresa tra 50 e 1000

³ Da: ENEA (a cura di Carlo Manna), *LE FONTI RINNOVABILI 2005* (novembre 2005)

kW.

Per la categoria d'impianto più grande, alla quale sono stati riservati 40 dei 100 MW incentivati, è stato previsto un meccanismo di aste al ribasso sul livello d'incentivazione per aggiudicarsi un posto in graduatoria, ed una fideiussione di 1500 €/kW per garantire il rispetto dei tempi massimi di entrata in esercizio dell'impianto (30 mesi).

Per tutte le categorie d'impianto è prevista una riduzione del 2% anno sulla tariffa di incentivazione a partire dal 2007.

L'impatto in termini di costi complessivi per il sistema elettrico è stimabile in circa 45-50 M€ anno a completamento dei primi 100 MW di impianti, e a circa 120-130 M€ una volta realizzato l'obiettivo nazionale al 2015.

Le risorse sono recuperate tramite la componente A3 della tariffa elettrica.

Le incentivazioni sul fotovoltaico non sono sommabili a Certificati Verdi o certificati di efficienza energetica, sono inoltre escluse nel caso si sia percepita un'incentivazione in conto capitale superiore al 20% dal precedente programma dei 10.000 tetti fotovoltaici.

Il decreto introduce un buon disegno di conto energia per il fotovoltaico anche se l'incentivazione prevista sembra eccessiva soprattutto per gli impianti di taglia più grande.

Infine la soluzione legislativa (tempi certi di realizzazione, pena il decadimento della concessione o perdita della fideiussione) per rispettare la tempistica di installazione non viene accompagnata da provvedimenti normativi che ne facilitino le pratiche.

Taglia impianto (kW)	Incentivo (c€/kWh)	Valore energia elettrica (c€/kWh)	Note tariffa di incentivazione	Cauzione (€/kW)	Potenza incentivata (MW)	Realizzazione impianto (mesi previsti)	Entrata in esercizio (mesi previsti)
1 - 20	44.5	14	decrece del 2% annuo a partire dal 2007	no	60	12	18
20 - 50	40	9.5	decrece del 2% annuo a partire dal 2007	no		24	30
50 -1000	40	9.5 - 8.5	decrece del 2% annuo a partire dal 2007 (meccanismo d'asta)	1.500	40	24	30

Sintesi del meccanismo di incentivazione del fotovoltaico in “conto energia” (Fonte ENEA, 2005)

7.3 Energia elettrica da biomassa

Introduzione

Con il termine biomassa si intendono genericamente tutte le sostanze di origine biologica, sia vegetale che animale, disponibili per impieghi energetici.

In particolare, tra le biomasse vegetali si possono annoverare la quota biogenica dei rifiuti solidi urbani (RSU), i prodotti delle foreste (legna da ardere, ciocchi, scaglie/*chips*), i residui delle segherie e delle industrie del legno (segatura, ricci, intestature, rifili, *chips*, *pellets*, tronchetti), gli oggetti e prodotti in legno a fine vita utile (mobili, pedane, cassette da imballo, travi, infissi e carpenterie delle demolizioni), residui delle attività agricole (paglie, stocchi, foglie, potature) e della manutenzione del verde urbano (potature e sfalci), residui delle attività agroindustriali (gusci, nocciole, sanse, lolla ecc.), gli oli e grassi vegetali (oli di semi vergini, oli usati da frittura, biodiesel, bioetanolo), le cosiddette “colture energetiche” (specie vegetali che vengono espressamente coltivate per essere destinate alla produzione di energia).

Costituiscono invece biomasse animali i reflui liquidi e solidi degli allevamenti e delle abitazioni, i fanghi prodotti dai depuratori, i grassi animali solidi e liquidi, le farine animali e le emissioni gassose da materiale in fermentazione.

Una ulteriore distinzione risulta dalla classificazione tra:

- biomasse vincolate ai cicli produttivi di origine quali le catene alimentari primarie e secondarie, le utilizzazioni forestali, le lavorazioni agroindustriali e l'ecosistema urbano;
- biomasse strettamente legate all'uso protettivo/produttivo del territorio e ad alternative all'agricoltura intensiva e alla forestazione convenzionale.

Le biomasse costituiscono un *accumulo* dell'energia irraggiata dal sole; per mezzo di essa, infatti, il processo di fotosintesi converte la CO₂ presente in atmosfera in materia organica ricca di carbonio. La biomassa comunemente utilizzata a fini energetici è costituita da tutti i materiali organici che possono essere impiegati come combustibile ovvero trasformati a

loro volta in combustibile attraverso processi che impiegano metodi biochimici (digestione anaerobica, fermentazione alcolica, digestione aerobica) o metodi termochimici (combustione diretta, gassificazione, pirolisi, carbonizzazione, estrazione di oli vegetali).

I processi di conversione biochimica producono energia per effetto di reazioni chimiche *innescate* da condizioni ambientali particolari (umidità superiore al 30% e rapporto carbonio/azoto inferiore a 30) nonché dalla presenza di enzimi, funghi e altri microrganismi.

Alcune biomasse tipicamente impiegate con questi processi sono: reflui zootecnici, scarti di lavorazione, componente immagazzinati in discariche controllate, sottoprodotti di alcune colture quali patata, barbabietola da zucchero ecc.

Componenti e sistemi

Dal punto di vista tecnologico ed industriale, le alternative per la valorizzazione energetica delle biomasse già mature sono:

- la combustione diretta (95% degli impianti a biomassa presenti in Italia utilizza questa tecnologia), con conseguente produzione di calore da utilizzare per il riscaldamento domestico, civile e industriale, o per la generazione di vapore (forza motrice o produzione di energia elettrica);
- la produzione di biogas mediante fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agroindustriali, e la successiva utilizzazione del biogas prodotto per la generazione di calore e/o elettricità;
- la trasformazione in combustibili liquidi di particolari categorie di biomasse coltivate come le specie oleaginose (produzione di biodiesel, via estrazione degli oli e successiva conversione chimica degli stessi in miscele di estesi metilici e/o etilici) e specie zuccherine (produzione di etanolo via fermentazione alcolica).

Biomassa	Proprietà	Processi di conversione	Prodotti	Usi finali
Legna da ardere e residui lignocellulosici agro-forestali	H ₂ O = 35% C/N > 30	Combustione Pirolisi e Gassificazione	Calore, Oli, Gas	Energia termica e/o elettrica
Sottoprodotti agricoli putrescibili	H ₂ O > 35% 20 < C/N < 30	Digestione anaerobica	Biogas	Energia termica e/o elettrica
Effluenti zootecnici	70% < H ₂ O < 90% 20 < C/N < 30	Digestione anaerobica	Biogas	Energia termica e/o elettrica
Piante zuccherine	15% < H ₂ O < 90% C/N qualsiasi	Fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Miscela con benzine
Culture agricole ad alto contenuto in cellulosa e	H ₂ O > 35% C/N qualsiasi	Idrolisi e fermentazione alcolica	Etanolo e derivati	Miscela con benzine
Culture agricole oleaginose	H ₂ O > 35% C/N qualsiasi	Estrazione oli esterificazione	Biodiesel	Usi motoristici e riscaldamento (con gasolio)

Tipologie di biomassa, processi di conversione e usi energetici (Fonte ENEA, 2005)

I processi di conversione termochimica si basano sull'azione del calore per attivare le reazioni chimiche che permettono l'ottenimento di energia; tali processi si applicano in presenza di composti con umidità inferiore al 30% e rapporto carbonio/azoto superiore a 30. Alcune biomasse tipicamente impiegate con questi processi sono: *legna e tutti i suoi derivati, scarti di lavorazione quali lolla, pula, gusci, noccioli, sansa ecc. e sottoprodotti colturali quali paglia, residui di potatura ecc.*

La gassificazione, la pirolisi e la produzione di etanolo da lignocellulosici sono tecnologie ancora non commerciali ma vicine alla maturità industriale.

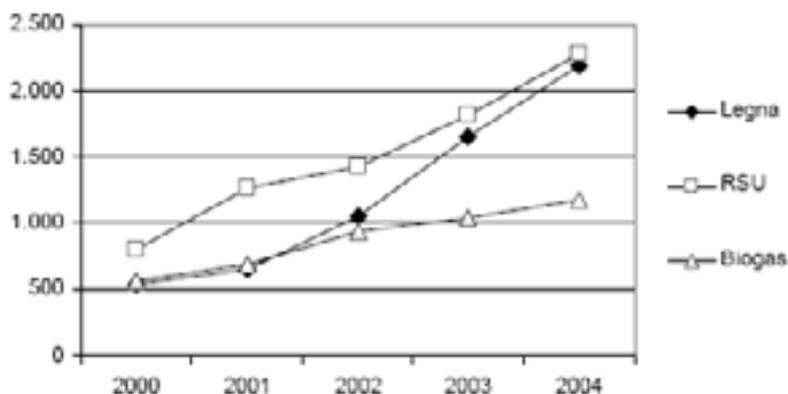
È importante sottolineare ancora una volta che il processo di conversione termochimica non comporta aumento del tasso di anidride carbonica in atmosfera, contribuendo così efficacemente agli impegni assunti dall'Unione Europea a Kyoto; infatti, pur producendosi CO₂ durante il processo di combustione delle biomasse, viene liberata in atmosfera la stessa quantità di anidride carbonica che è stata assorbita durante il processo di crescita delle biomasse vegetali mediante fotosintesi. Il processo è ciclico e pertanto l'immissione netta nell'ambiente risulta essere nulla.

La produzione di energia elettrica da biomassa avviene essenzialmente secondo tre modalità:

- termotrattamento di rifiuti solidi urbani;
- utilizzo di biomasse legnose in impianti collegati alla rete;
- utilizzo di biogas in impianti collegati alla rete.

Il grafico seguente descrive l'andamento riscontrato negli ultimi cinque anni della produzione di energia elettrica dalla biomassa (che include legno e derivati), da biogas e da rifiuti solidi urbani (RSU). Si vede come, per tali valori, si sia riscontrato nel 2004 un aumento medio superiore al 20% della produzione dell'anno precedente.

La produzione di biogas è derivata per oltre l'88% da discarica.



Produzione di energia elettrica da biomassa, biogas e RSU (GWh), anni 2000 – 2004 (Fonte ENEA 2005 su dati GRTN)

Durante le fasi di raccolta e preparazione, la biomassa può essere trattata mediante un preliminare processo di essiccamento che riduce il contenuto umidità del 30% rispetto al contenuto originario.

È possibile ottenere l'ulteriore riduzione del 15% utilizzando il calore residuo dei fumi di combustione, inviandoli nella sezione di stoccaggio.

Il potere calorifico del materiale così pretrattato può essere portato sino a valori ottimali per la combustione, intorno a 4.000 kcal/kg.

Nella fase di produzione, la biomassa viene inviata per mezzo di nastri ad una tramoggia di carico, tramite la quale la biomassa (generalmente cippato ma anche *pellets* o altre pezzature) confluisce ad una griglia mobile dove avviene la combustione. Sotto la griglia viene insufflata l'aria primaria strettamente necessaria alla combustione, mentre sopra la griglia viene insufflata l'aria secondaria che assolve a due compiti:

- il primo è quello di permettere il completamento della stessa combustione;
- il secondo è il raffreddamento delle pareti e dei fumi in camera di post-combustione.

Per migliorare l'effetto turbolenza e controllare meglio le temperature in camera di postcombustione, che potrebbero portare a delle fusioni delle ceneri, vengono inoltre insufflati i gas di ricircolo prelevati a valle del sistema di filtrazione.

I gas di ricircolo possono essere anche insufflati sotto griglia per sfruttare il loro calore ed essiccare il combustibile. In questo modo risulta più semplice controllare il contenuto di ossigeno nei fumi di combustione.

Al fine di ottimizzare la combustione, la griglia viene generalmente divisa in due o più zone a velocità variabile. Analogamente il sottogriglia è diviso in tramogge dove viene insufflata l'aria primaria e gli eventuali gas di ricircolo in percentuali e quantità diverse.

Le scorie e le ceneri vengono portate dai bardotti (parti della griglia mobile) al fondo della griglia e scaricati in apposite tramogge; le ceneri, generalmente, vengono trasportate nella zona di stoccaggio tramite un trasporto a catena a bagno d'acqua, che ha sia lo scopo di spegnere le parti ancora incendiate o incandescenti che cadono dalla griglia sia quello di realizzare la tenuta idraulica alla camera di combustione che è in depressione.

A corredo della griglia si rende necessario predisporre un sistema di distribuzione dell'aria comburente ed un sistema di raccolta degli incombusti (ceneri).

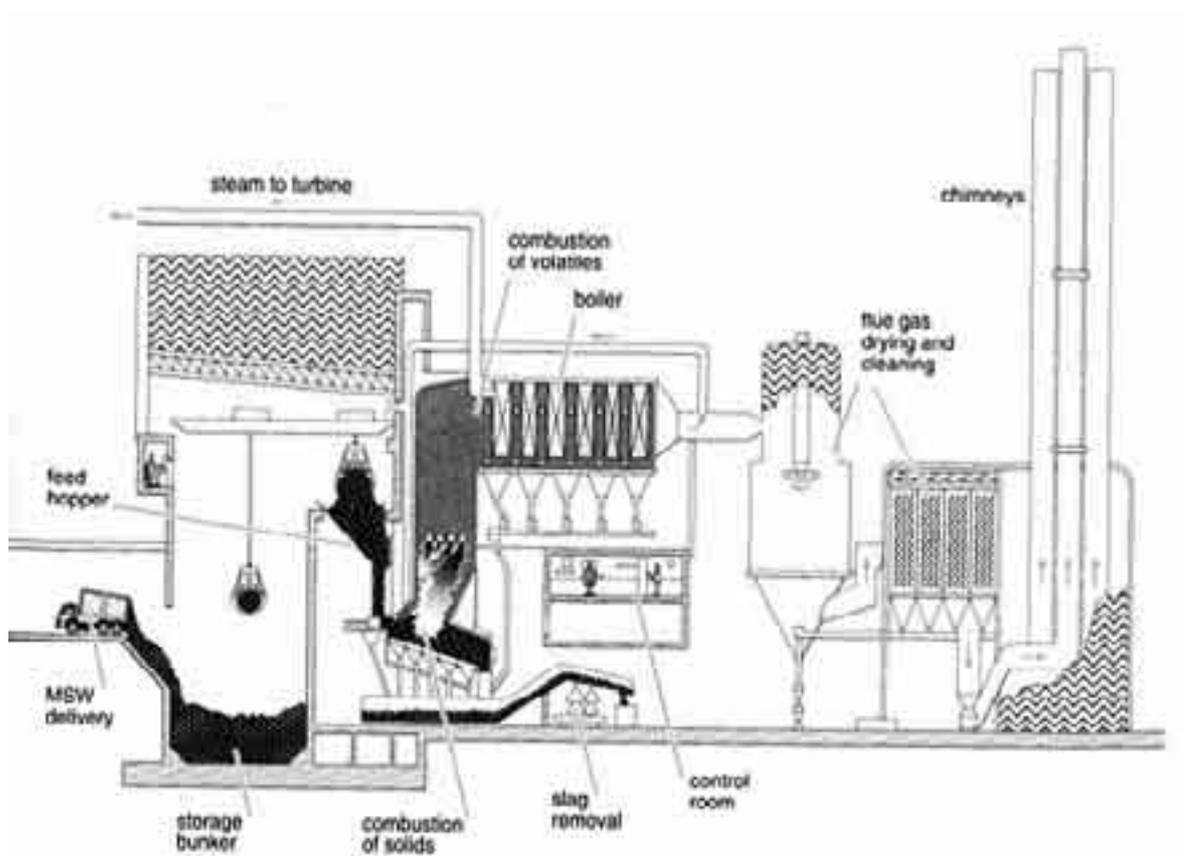
I fumi originati dalla combustione della biomassa confluiscono nella caldaia o generatore di vapore, dove l'acqua alimentata alla caldaia, attraverso l'apporto termico dei fumi caldi, si trasforma in vapore surriscaldato. Il vapore prodotto in caldaia, tenuta in considerazione l'efficienza del processo di scambio termico, si presenta nelle condizioni di pressione e temperatura pertinenti all'impiego necessario (produzione di energia elettrica, produzione di vapore e/o acqua surriscaldata o calda per impieghi civili o industriali, produzione combinata di calore ed elettricità).

L'acqua alimentata in caldaia, che si trasformerà in vapore surriscaldato da destinarsi alla turbina (si rammenta a questo proposito che il circuito acqua-vapore è un circuito chiuso, a meno di perdite di limitata entità) deve essere precedentemente demineralizzata e deossigenata nelle opportune sezioni di trattamento dell'acqua, previste per preservare i componenti da attacchi calcarei, corrosione ecc. A tale scopo si prevede che l'impianto sia corredato dalla sezione di trattamento dell'acqua di alimento della caldaia e di degasatore.

Fatta salva la quota di fumi utilizzata per l'essiccamento, i fumi uscenti dal generatore di vapore sono trattati nell'apposita sezione trattamento fumi al fine di abbattere le polveri trascinate prima di essere inviati al camino. Le ceneri raccolte nelle tramogge sono

opportunamente convogliate ai siti di stoccaggio.

Il vapore surriscaldato viene immesso nella turbina, dove si espande e in accoppiamento al generatore elettrico, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. Successivamente, il vapore espanso viene condensato nel condensatore e reimesso nel ciclo termico, previo passaggio nel degasatore termofisico. Il buon funzionamento dell'impianto è assicurato dal sistema di regolazione e controllo, che gestisce la regolazione in continuo dell'impianto, i casi di avaria, i blocchi d'impianto, i riavviamenti.



Schema di impianto termoelettrico a biomassa

Utilizzo della biomassa⁴

Ad oggi, le biomasse soddisfano il 10,9% circa degli usi energetici principali nel mondo con 1.117 Mtep all'anno, grazie soprattutto alle foreste e ai residui agricoli. In futuro un largo contributo potrebbe provenire da raccolto dedicato, coltivato in terreni marginali. L'utilizzo di tale fonte mostra un forte grado di disomogeneità fra i vari Paesi.

Nei Paesi OCSE la biomassa è stimata appena per il 3% degli usi energetici primari con 156 Mtep all'anno, e sempre più spesso figura nelle statistiche ufficiali e nei bilanci energetici giacché ha un evidente valore commerciale, un mercato ed un prezzo. Più difficile risulta una stima di questa fonte per il resto del mondo, dove nella maggioranza dei casi le biomasse non sono commercializzate: trattasi di biomasse come la legna da ardere, le deiezioni animali ed altri sottoprodotti agricoli che vengono regolarmente raccolte ed utilizzate come combustibili per riscaldare ambienti e per la cottura di cibi.

I Paesi in via di sviluppo, nel complesso, ricavano mediamente il 38% della propria energia dalle biomasse, con 1.074 Mtep all'anno, e in molti di essi tale risorsa soddisfa fino al 90% del fabbisogno energetico totale mediante la combustione di legno, paglia e rifiuti animali.

In alcune aree del mondo, come l'Africa o Asia meridionale, è una risorsa critica per la sopravvivenza di intere popolazioni, coprendo fra il 38% ed il 45% del fabbisogno energetico. Le aree più forti consumatrici risultano essere l'Asia orientale e meridionale, e l'Africa sub-sahariana. La crescita del consumo di questa risorsa nel 2004 è stata stimata globalmente all'1,5%, con incrementi più elevati in Nord America, nei Paesi della CSI ed in alcune aree dell'Europa.

Il quadro cambia di poco per la produzione di questa risorsa, per lo più prodotta e consumata localmente. I principali produttori sono i Paesi dell'Asia Sud-orientale e dell'Africa sub-sahariana, ma i principali incrementi di produzione si verificano nei Paesi del Nord America, in quelli della CSI ed in Europa, il che indica che questa risorsa è già sfruttata al limite della sua capacità di riproduzione nelle aree che ne fanno un uso più consistente: in queste aree ci si trova ai limiti di un uso sostenibile della risorsa, con crescenti rischi su scala territoriale in termini di desertificazione, impoverimento e erosione dei suoli, alluvioni disastrose.

⁴ Da: ENEA (a cura di Carlo Manna), *LE FONTI RINNOVABILI 2005* (novembre 2005)

In Europa, complessivamente, al 2004, il consumo di energia primaria da biomassa ha raggiunto gli oltre 50 Mtep, corrispondenti al 3,5% della domanda di energia, con punte del 20% in Finlandia, del 15% in Svezia e del 13% in Austria. L'impiego delle biomasse in Europa soddisfa, dunque, una quota abbastanza marginale dei consumi di energia primaria, rispetto alle sue potenzialità. All'avanguardia, nello sfruttamento delle biomasse come fonte energetica, sono i Paesi del Centro-Nord Europa, che hanno installato grossi impianti di cogenerazione e teleriscaldamento alimentati da biomasse.

Nell'Unione Europea, nel 2004 la produzione di energia dal legno ha raggiunto i 55,4 Mtep, con una crescita del 5,6% rispetto ai valori del 2003 (52,5 Mtep). Il settore si è sviluppato essenzialmente attorno alle applicazioni termiche (produzione di calore); la produzione di energia elettrica, è invece stimata, al 2004, pari a circa 35 TWh, con un incremento del 23,2% rispetto al 2003.

	2002	2003	2004	2004 Quota %	Incremento % 2004/2003
Europa	87,1	90,5	92,2	7,98	1,90
UE (15)	63,9	67,9	69,7	6,03	2,53
UE (25)	75,2	76,9	78,6	6,80	2,22
CSI	12,3	12,6	13,0	1,12	2,85
Russia	10,1	10,5	10,8	0,93	2,98
Nord America	80,2	80,6	83,7	7,25	3,88
Stati Uniti	68,9	69,2	71,8	6,22	5,90
America latina	95,4	98,6	100,0	8,65	1,35
Asia orientale	344,2	344,3	347,3	30,06	0,86
Cina	217,5	217,5	217,5	18,83	0,00
Giappone	7,2	6,0	6,0	0,52	0,00
Asia meridionale	252,8	256,5	260,7	22,57	1,65
India	208,2	211,5	214,9	18,60	1,60
Pacifico	10,0	10,2	10,4	0,90	1,47
Medio Oriente	1,1	1,1	1,1	0,10	0,00
Africa	242,0	243,8	246,9	21,38	1,28
Nord Africa	3,7	3,8	3,8	0,33	1,33
Africa sub-sahariana	238,2	240,0	243,1	21,04	1,26
Mondo	1125,0	1138,3	1155,1	100,00	1,48
OCSE	188,1	192,0	198,2	17,16	5,22
OPEC	120,6	122,5	124,8	10,80	1,89
Ex Unione Sovietica	15,1	15,1	15,4	1,34	2,32

Consumo di biomassa per area geografica (Mtep) (Elaborazione ENEA su dati ENERDATA, 2005)

Occorre tuttavia sottolineare che il monitoraggio di tale settore risulta di difficile determinazione poiché una parte considerevole dell'energia proveniente dal legno, per uso di riscaldamento domestico, non passa per canali commerciali e la metodologia di raccolta e analisi dati differisce di Stato in Stato. La Francia risulta il paese leader nella produzione di energia primaria dal legno (9,18 Mtep nel 2004), per la maggior parte dovuto all'uso

della biomassa nel riscaldamento domestico (7,4 Mtep). Segue la Svezia, dove nel 2004 sono stati venduti oltre 15.000 impianti di riscaldamento a *pellet*, portando il numero di famiglie utilizzatrici di *pellet* ad oltre 60.000. Il paese leader per la produzione di energia elettrica da legna è la Finlandia, con circa 10 TWh nel 2004, nonché quello con il maggiore consumo *procapite* (1,39 tep).

Anche se, fra le fonti rinnovabili di energia, la biomassa rappresenta in Italia la più consistente, tuttavia è la più difficile da utilizzare. Le difficoltà derivano dall'ampiezza e dall'articolazione dei problemi facenti capo alle varie "filieri" e riguardano la gestione dei materiali, gli usi finali, le tecnologie, l'impatto socio-economico, l'articolazione dei sistemi, le normative e altro ancora. Ne consegue, in definitiva, che nonostante l'elevata potenzialità della biomassa (che risulta non inferiore ai 27 Mtep), essa attualmente copre solo il 2,5% circa del fabbisogno energetico nazionale, valore ben al di sotto della media europea.

I principali settori di utenza per le biomasse sono, nell'ordine, il riscaldamento domestico (sia di tipo individuale, che collettivo attraverso il teleriscaldamento), la produzione di calore di processo, la produzione di energia elettrica in impianti centralizzati a partire da legna e residui agricoli e agroindustriali, rifiuti solidi urbani (RSU) e biogas da liquami e, infine, la produzione di biocarburanti liquidi, che rappresentano l'unica fonte rinnovabile in grado di sostituire direttamente benzina e gasolio.

Nella produzione di energia termica da biomassa, l'apporto più importante nel 2003 proviene dall'utilizzo di legna nelle abitazioni (oltre 46.000 TJ) e nelle industrie (quasi 40.000 TJ), mentre si stima una produzione con impianti a cogenerazione di quasi 13.000 TJ; più limitata la produzione di calore da impianti di teleriscaldamento (circa 1200 TJ).

Oltre alla combustione diretta, la tecnologia più vicina alla fase di pre-industrializzazione è la gassificazione, mentre altri processi di conversione un po' più distanti dall'applicazione industriale sono la pirolisi e la produzione di bioetanolo da biomassa lignocellulosiche ed è su queste ultime attività che è maggiormente impegnata la ricerca a livello nazionale e mondiale.

La combustione diretta di biomassa, in Italia, viene impiegata quasi esclusivamente per la produzione di energia elettrica tramite impianti la cui potenza media si attesta intorno ai 10 MW, con rendimento elettrico del 20-25% e consumi specifici di biomassa di circa 1 kg/kWh. In zone caratterizzate da climi rigidi (come l'Alto Adige, il Trentino, il Piemonte

e la Lombardia), il teleriscaldamento costituisce un'interessante esempio di valorizzazione della biomassa. In entrambe le applicazioni, le dimensioni di impianto sono spesso legate alla disponibilità di biomassa in loco, fattore che attualmente costituisce l'elemento più critico per la diffusione di tale fonte in Italia.

Una recente applicazione finalizzata alla produzione di energia elettrica consiste nell'utilizzo di olio vegetale tal quale in motori a combustione interna, quindi, prima dell'esterificazione, normalmente utilizzata per la produzione di biodiesel. Ciò permette di disporre di combustibili a costi più competitivi rispetto a quelli del biodiesel, per cui si hanno minori costi di investimento rispetto agli impianti a vapore ma, per quanto riguarda i costi di esercizio, a fronte di una forte incidenza del combustibile si ha una minore esigenza di personale impegnato.

La ricerca sulla combustione diretta si differenzia a seconda delle dimensioni della caldaia: nel caso di grandi caldaie in *co-firing*, essa è essenzialmente finalizzata all'aumento del rendimento e allo studio dell'accoppiamento di utilizzo combustibili fossili-biomasse.

Un altro aspetto d'interesse è la ricerca di additivi finalizzati a evitare la sinterizzazione e l'agglomerazione delle ceneri.

Mercato e Costi⁵

Vista la forte peculiarità del settore della produzione di energia da biomassa, è difficile fornire una stima sufficientemente esaustiva del relativo mercato. Soprattutto, è necessario evidenziare la specialità della materia prima utilizzata (le biomasse), il cui valore assume un ruolo rilevante principalmente in relazione al forte legame che questa presenta con il territorio. Il sistema biomasse prende infatti dal territorio la materia prima – sia sotto forma di residui di attività agricole e forestali e delle relative industrie di trasformazione, sia sotto forma di colture dedicate alla esclusiva produzione di energia – e al territorio ritorna buona parte delle uscite sia in termini di energia, sia in termini di sottoprodotti per il sistema agricolo. Da evidenziare, inoltre, che il costo di approvvigionamento della materia prima ha una forte incidenza sul costo dell'energia prodotta; mediamente sulla base degli impianti realizzati, il consumo specifico è di 1-1,2 kg di biomassa per kWh elettrico

⁵ Da: ENEA (a cura di Carlo Manna), *LE FONTI RINNOVABILI 2005* (novembre 2005)

prodotta. Le principali voci di costo che devono essere considerate sono genericamente:

- costi di investimento che dipendono ovviamente dalla taglia dell'inceneritore ossia dalle ton/anno di rifiuti solidi che è in grado di trattare;
- costi fissi;
- costi variabili di esercizio.

Questi ultimi, che ovviamente variano con la quantità annua di rifiuti smaltiti, comprendono lo smaltimento delle scorie, il trattamento dei fumi (consumo di reagenti), lo smaltimento delle ceneri volatili, il prezzo pagato per il conferimento dei rifiuti all'impianto.

Il costo della biomassa dipende dalla tipologia ma mediamente si attesta attualmente intorno ai 40-50 €/tonnellata mentre tale costo per le colture energetiche varia da 30 a 60 €/t di sostanza secca e include coltivazione, raccolta, stoccaggio e trasporto del prodotto, sebbene possa essere dimezzato migliorando le pratiche agronomiche ed incrementando la produttività annuale di colture lignocellulosiche. Pertanto, un'accurata valutazione del sistema delle biomasse in termini di valore di mercato e di occupazione indotta risulta di difficile determinazione, non solo per le numerose filiere produttive di biomasse utilizzabili per impieghi energetici, ma soprattutto perché mancano dati precisi relativi alla quantità effettivamente prodotta e consumata in ambito nazionale.

Le biomasse comunemente utilizzate in Italia per la produzione di energia termica e/o elettrica sono costituite da residui forestali, agricoli e agroindustriali; per queste biomasse, composte da scarti e prodotti di risulta di attività produttive eterogenee, è assente una quantificazione precisa della loro disponibilità e di conseguenza delle potenzialità produttive per alimentare il crescente mercato della bioenergia.

Il rapporto 2003 dell'ITABIA stima la disponibilità di biomasse in Italia a circa 20-22 milioni di tonnellate: di queste, circa 6 milioni provenienti da residui dell'industria del legno, circa 1,5 milioni da residui agroindustriali, circa 6 milioni da residui forestali e circa 7,5 milioni da residui di colture erbacee ed arboree.

Per quanto riguarda, invece, la potenziale diffusione delle coltivazioni dedicate alla produzione di biomassa, anche in questo caso i fattori da considerare sono numerosi (strutturali, geografici, economici, sociali ecc.) e di non facile interpretazione. Una

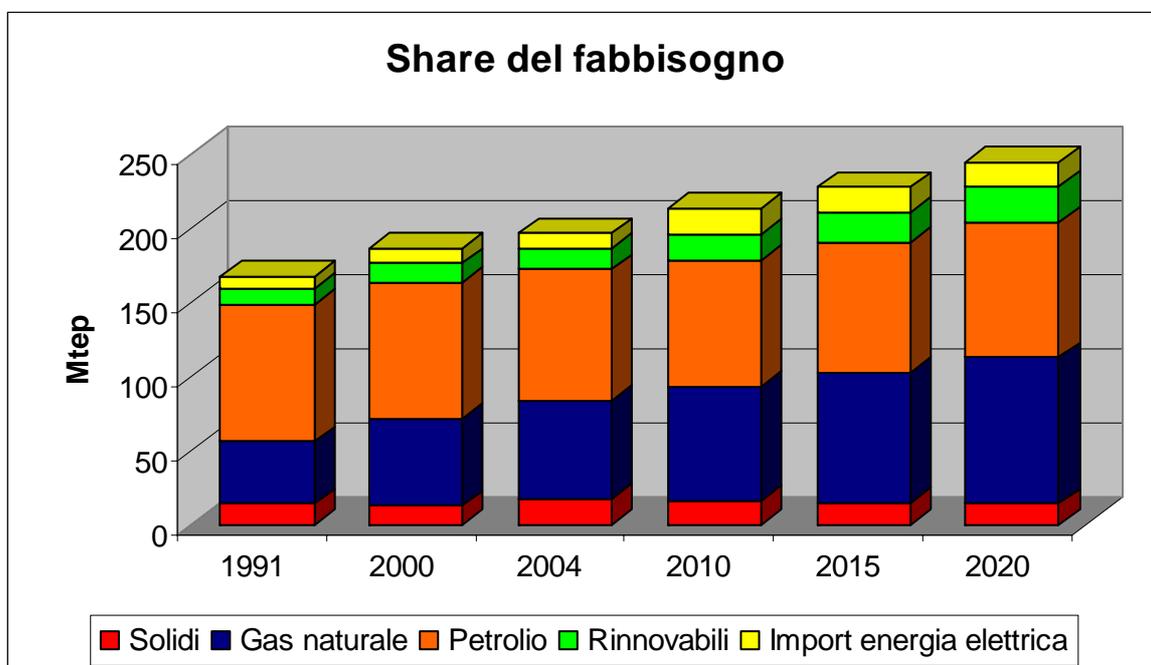
possibile stima fa ammontare a 1 milione di ettari il territorio che potrebbe essere destinato alla riconversione a colture annuali o poliennali per la produzione di biomassa da energia. Ipotizzando una produttività media dell'ordine delle 10 t/anno di biomassa, si raggiunge un potenziale globale di 10 Milioni di t/anno, da aggiungere alla residuale già evidenziata. Per ciò che concerne la commercializzazione, i prezzi delle biomasse combustibili (ben distinte dai rifiuti da smaltire), sono correlati non solo ai costi della produzione, ma anche al valore del combustibile sostituito. La *legna da ardere*, ad esempio quercia in tronchetti, portata in casa, ha prezzi attorno agli 80÷110 €/t, mentre risulta più basso se acquistata all'ingrosso (anche 45÷55 €/t), sebbene in alcune realtà sia possibile disporre di legname praticamente a costo zero (potature agricole, scarti delle utilizzazioni forestali ecc.). Va d'altro canto fatto rilevare che per larga parte l'approvvigionamento di biomassa per i grandi impianti di generazione elettrica avviene sul mercato mondiale dove può costare anche 10÷20 €/tonnellata. Ciò avviene a valle di processi e con modalità che lasciano molti dubbi in relazione alle caratteristiche "rinnovabili" di questa biomassa e, nel contempo, rendono più difficilmente praticabili progetti di filiera sulla biomassa locale.

8. Scenari energetici tendenziali 1991 - 2020

Secondo lo scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, emesso dal Ministero Attività Produttive nel maggio 2005 su elaborazioni della Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie dello stesso Ministero, l'evoluzione del fabbisogno energetico nazionale presenta una crescita media annua del 1,38% tra il 2005 ed il 2020:

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
Solidi	14,3	12,9	17,1	15,9	15,1	14,1
Gas naturale	41,4	58,4	66,2	77,1	87,2	98,2
Petrolio	91,8	91,3	88,0	84,1	86,9	90,4
Rinnovabili	11,5	12,9	14,1	18,1	20,6	24,1
Import energia elettrica	7,7	9,8	10,0	16,8	16,8	16,8
Totale fabbisogno	166,7	185,2	195,5	212,0	226,5	243,6

Fabbisogno energetico nazionale, valori in Mtep (MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)



Fabbisogno energetico nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

	Var.% 2004 - 2020	Var.Mtep 2004 - 2020
Solidi	-17,5	-3,0
Gas naturale	48,3	32,0
Petrolio	2,7	2,4
Rinnovabili	70,9	10,0
Import energia elettrica	68,0	6,8
Totale fabbisogno	24,6	48,1

Variazione 2004 – 2020 del fabbisogno energetico nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

	Prospettiva Kyoto	
	Var.% 2004 - 2010	Var.Mtep 2004 - 2010
Solidi	-7,0	-1,2
Gas naturale	16,5	10,9
Petrolio	-4,4	-3,9
Rinnovabili	28,4	4,0
Import energia elettrica	68,0	6,8
Totale fabbisogno	8,4	16,5

Variazione 2004 – 2010 del fabbisogno energetico nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

Per quel che riguarda la copertura del fabbisogno per l'anno di riferimento degli accordi di Kyoto (2010), rispetto ai dati del 2004, si osserva quanto segue:

- un significativo aumento del gas naturale, con un incremento percentuale rispetto al 2004 del 16,5%;
- il petrolio mostra una leggera diminuzione fino al 2010 (-4,4%) dovuta al sempre minore impiego nel termoelettrico, seguita da una crescita fino al 2020 (90,4 Mtep) dovuta al suo impiego pressoché esclusivo nei trasporti;
- l'impiego di combustibili solidi è in diminuzione (-7,7%), in ragione della diminuzione dell'impiego del carbone nel settore industriale, più consistente dell'uso crescente del carbone stesso nel termoelettrico;
- l'impiego delle fonti rinnovabili è in continuo aumento. Il loro impiego per la produzione di energia elettrica ammonta all'87% del totale per il 2004, all'84% nel 2010 ed al 77% nel 2020.

A fronte di una stabilizzazione del fabbisogno di energia primaria da fonte petrolio, il gas metano, a partire dal 2015, diventa la principale fonte energetica, coprendo nel 2020 oltre il 40% dell'intero fabbisogno, seguito dal petrolio (37,1%) e dalle fonti rinnovabili (circa 10%).

L'osservazione che il fabbisogno del sistema energetico nazionale continua a venire soddisfatto per larga misura dai combustibili fossili (83% nel 2010 e nel 2020, contro l'88% nel 2004), fa porre il problema della valutazione della dipendenza energetica del Paese, anche in considerazione del sempre crescente impiego del gas naturale. Un maggior ricorso alle fonti rinnovabili consentirebbe di non incrementare ulteriormente gli attuali livelli di dipendenza energetica complessiva, già così elevati (circa l'84%)

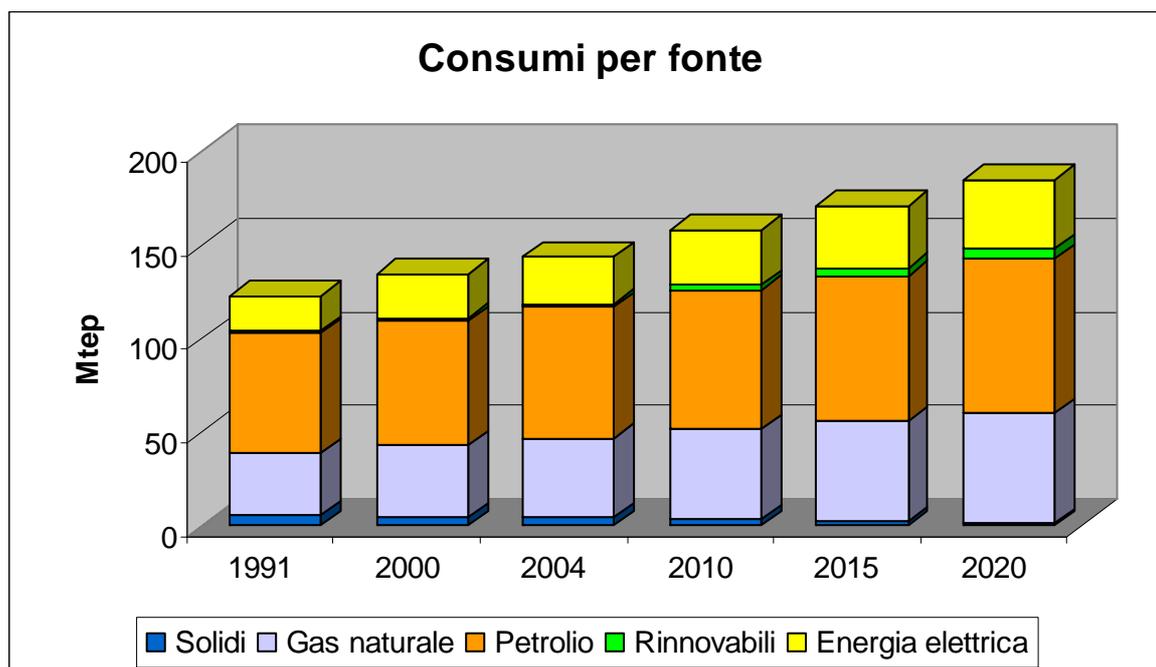
Il consumo finale cresce da 143,4 Mtep nel 2004 a 157,7 nel 2010, fino a 184 Mtep nel 2020.

E' interessante notare che le previsioni al 2020 ci danno un tasso medio di crescita del consumo pari all'1,57% medio annuo al quale corrisponde una crescita del fabbisogno più contenuta, pari a solo 1,38%. Ciò riflette un certo miglioramento dell'efficienza energetica complessiva del Paese, che, in termini di percentuale dei consumi sul fabbisogno, passa dal 73,3% nel 2004 (valore pressoché costante dal 1991) al 74,4% nel 2010 e 75,5% nel 2020. Si ritiene che la causa principale di questo comportamento "virtuoso" possa essere imputato al previsto crescente impiego delle centrali a ciclo combinato a gas nel parco termoelettrico.

Si riporta di seguito lo scenario di evoluzione della domanda di energia:

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
Solidi	5,4	4,2	4,2	3,1	2,3	1,4
Gas naturale	33,4	38,9	42,3	48,4	53,3	58,3
Petrolio	63,9	66,1	70,0	73,9	77,7	82,5
Rinnovabili	0,8	1,5	1,7	2,9	4,0	5,4
Energia elettrica	18,9	23,5	25,2	29,5	33,0	36,6
Totale consumi	122,3	134,2	143,4	157,7	170,2	184,0

Consumo energetico nazionale (Mtep) (MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)



Consumi per fonte (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

	Var.% 2004 - 2020	Var.Mtep 2004 - 2020
Solidi	-66,7	-2,8
Gas naturale	37,8	16,0
Petrolio	17,9	12,5
Rinnovabili	217,6	3,7
Energia elettrica	45,2	11,4
Totale fabbisogno	28,3	40,6

Variazione 2004 – 2020 della domanda energetica nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

	Prospettiva Kyoto	
	Var.% 2004 - 2010	Var.Mtep 2004 - 2010
Solidi	-26,2	-1,1
Gas naturale	14,4	6,1
Petrolio	5,6	3,9
Rinnovabili	70,6	1,2
Energia elettrica	17,1	4,3
Totale fabbisogno	10,0	14,3

Variazione 2004 – 2010 della domanda energetica nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

Analizzando in termini percentuali l'evoluzione della domanda di energia per fonte dal 2004 al 2010, si osserva:

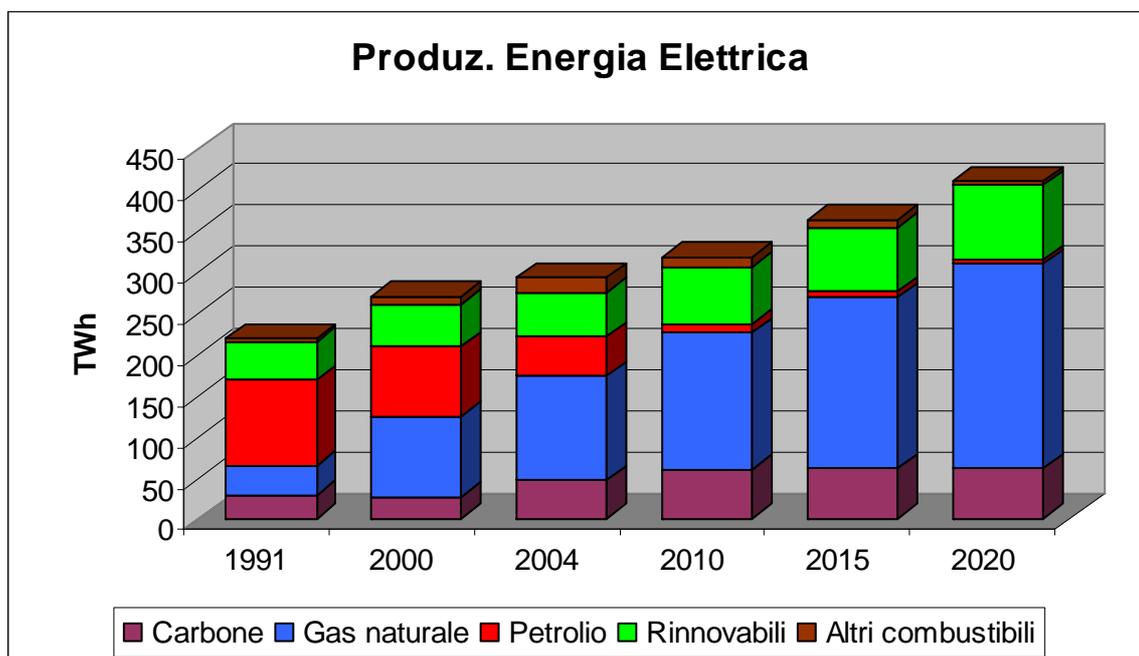
- un aumento della richiesta di energia elettrica (+17,1%);
- una richiesta leggermente ridotta di prodotti petroliferi (dal 48% dell'intero share di consumi finali nel 2004, al 46,8% nel 2010), sostenuta principalmente dai trasporti;
- una continua ma lenta crescita del gas (+14,4%);
- un sempre minore impiego di combustibili solidi (-26,2%);
- un aumento consistente delle rinnovabili (+70,6%), che però al 2010 limitano il loro contributo per l'intero share dei consumi finali al solo 3% del totale, previsto pari a 157,7 Mtep.

In merito al **sistema elettrico**, la domanda elettrica in rete continua a crescere ad un tasso medio annuo del 2,3% dal 2005 al 2020, sostanzialmente identico a quello avuto nel periodo 1992-2004 (2,25%).

Le previsioni per la produzione di energia elettrica (in TWh) per fonte sono così ripartite

	1991	2000	2004	2010	2015	2020
Carbone	28,5	26,3	47,1	60,0	61,0	61,0
Gas naturale	35,9	97,6	127,0	166,3	208,1	249,0
Petrolio	104,3	85,9	47,2	10,5	7,5	5,2
Rinnovabili	46,3	51,4	53,8	70,0	78,0	90,0
Altri combustibili	4,3	8,7	17,9	11,3	8,5	4,8
Totale	219,3	269,9	293,0	318,1	363,1	410,0

Produzione energia elettrica (TWh)) (MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)



Produzione energia elettrica (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

	<i>Var.% 2004 - 2020</i>	<i>Var.TWh 2004 - 2020</i>
Carbone	29,5	13,9
Gas naturale	96,1	122,0
Petrolio	-89,0	-42,0
Rinnovabili	67,3	36,2
Altri combustibili	-73,2	-13,1
Totale	39,9	117,0

Variazione 2004 – 2020 della produzione elettrica nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

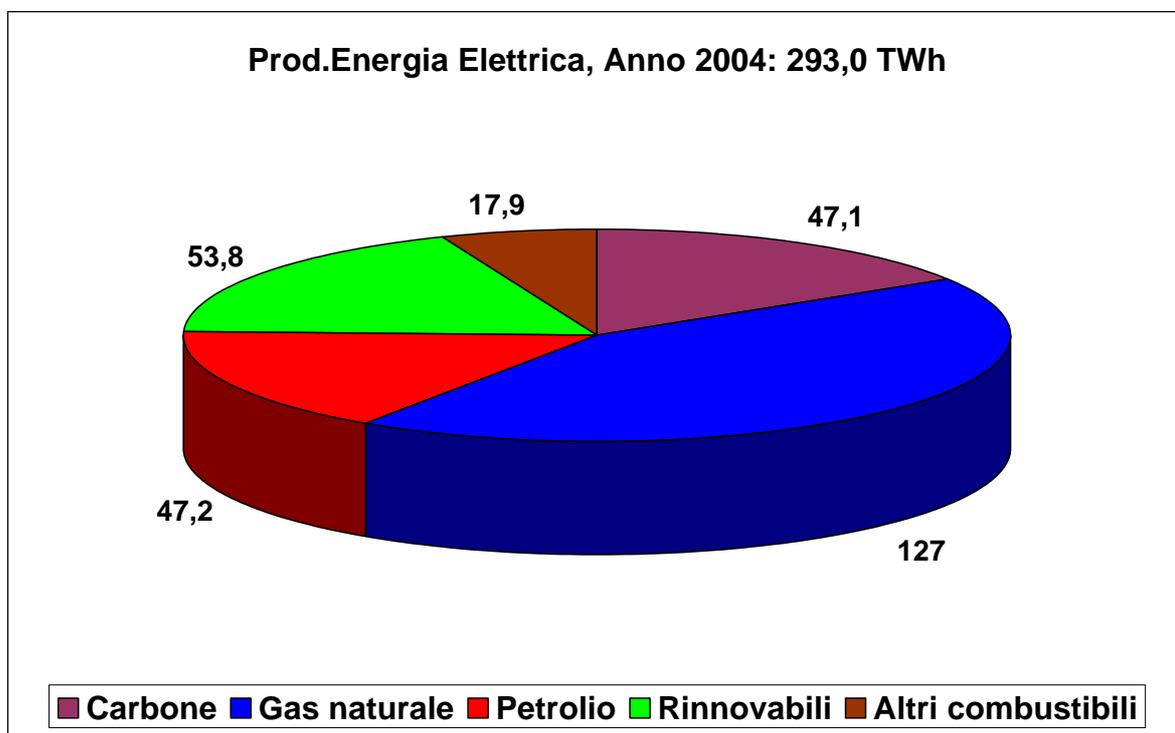
	Prospettiva Kyoto	
	<i>Var.% 2004 - 2010</i>	<i>Var.TWh 2004 - 2010</i>
Carbone	27,4	12,9
Gas naturale	30,9	39,3
Petrolio	-77,8	-36,7
Rinnovabili	30,1	16,2
Altri combustibili	-36,9	-6,6
Totale	8,6	25,1

Variazione 2004 – 2010 della produzione elettrica nazionale (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

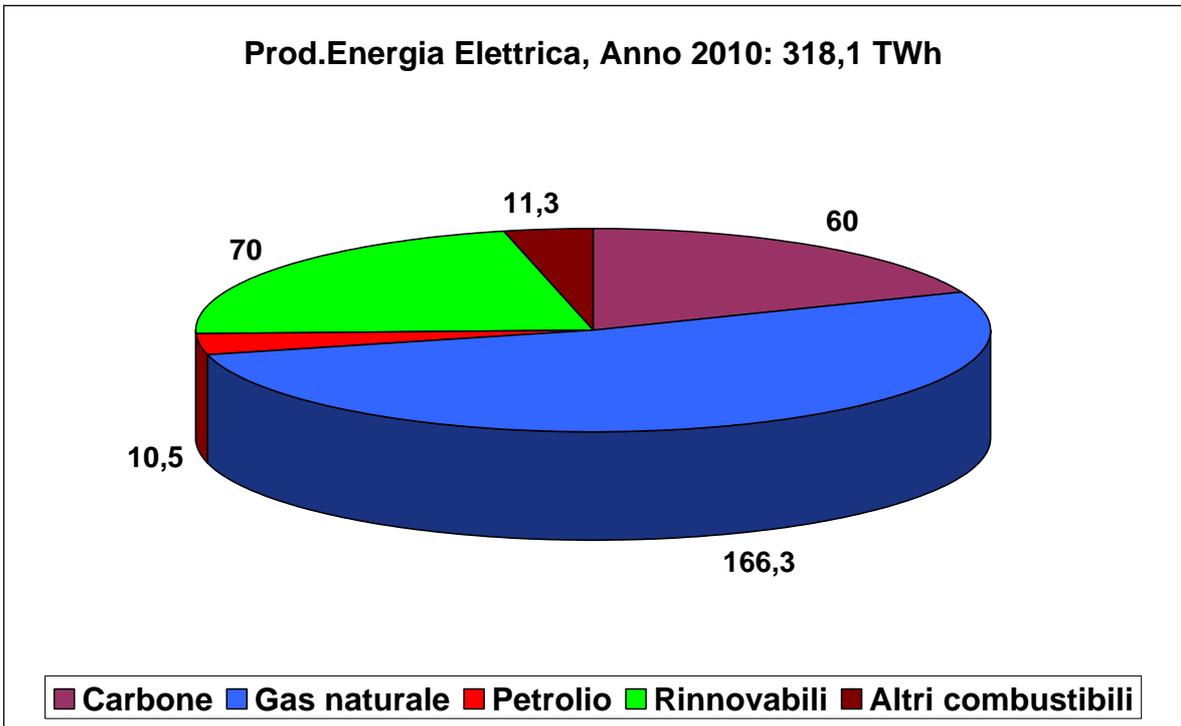
In merito al mix di risorse per la produzione elettrica nel periodo dal 2004 al 2010, si osserva che:

- il contributo del petrolio è sempre più marginale (-77,8%);
- il gas naturale aumenta del 30,9%;
- le rinnovabili passano dai circa 53,8 TWh (pari al 18,4% della produzione elettrica totale), a 70 TWh (22%) nel 2010, a 90 TWh nel 2020;
- il carbone aumenta del 27,4%. Dopo questo periodo, la produzione si assesta intorno ai 61 TWh e, ovviamente, lo share di produzione diminuisce. Ciò è conseguenza del fatto che, allo stato attuale, non sono previste realizzazioni di ulteriori centrali elettriche alimentate con questo combustibile.

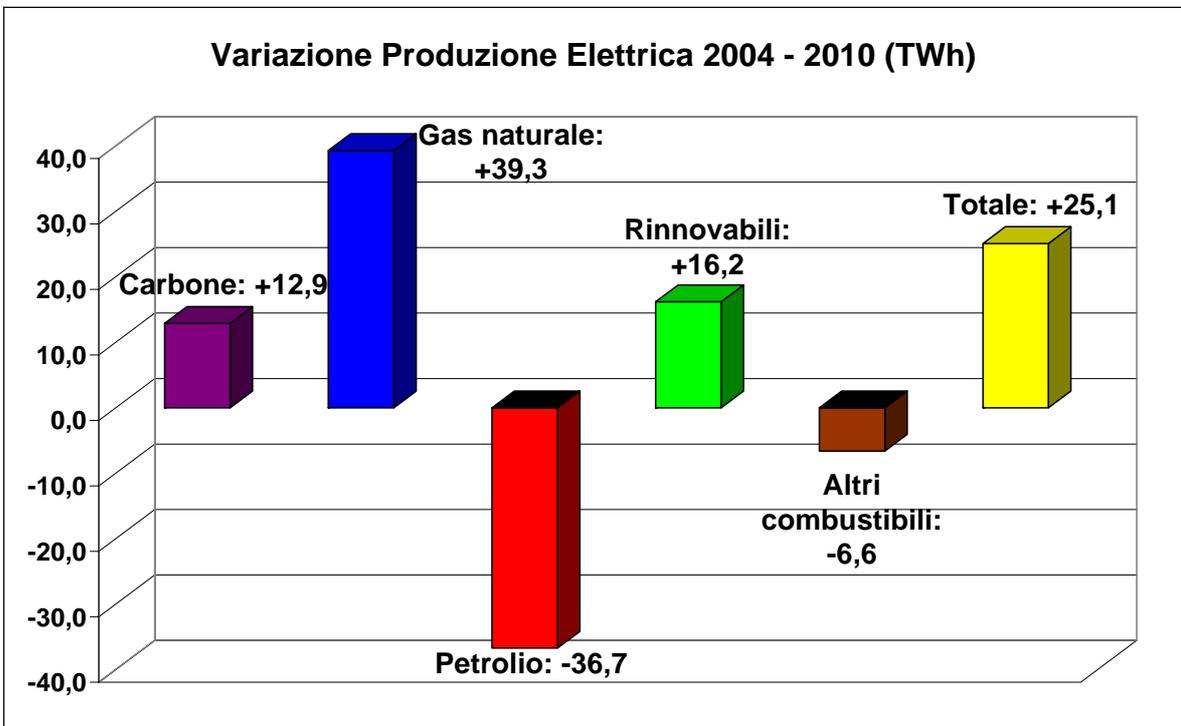
Si riporta il mix di risorse che compongono la produzione di energia elettrica per l'anno 2004, 2010 e la variazione di produzione fra 2004 e 2010:



Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020 (maggio 2005)



Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020 (maggio 2005)



Variazione per fonte della produzione elettrica nel periodo 2004 – 2010 (Elaborazione da MAP, Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio 2005)

La modifica delle porzioni di tale mix, con un significativo aumento delle fonti rinnovabili, può contribuire ad una significativa riduzione delle emissioni di gas serra verso l'obiettivo fissato da Kyoto per il 2010 (periodo 2008 – 2012).

9. LCA sulle emissioni di GHG delle Fonti Rinnovabili

Nella valutazione delle prestazioni ambientali di una risorsa o di un prodotto non è sufficiente soffermarsi solo su alcune fasi del processo produttivo; occorre invece riferirsi all'intero ciclo di vita (LCA, Life Cycle Assessment) dell'oggetto, ossia valutarne le caratteristiche attraverso uno studio dall'estrazione delle materie prime necessarie fino allo smaltimento a fine vita dei principali materiali in gioco. Gli studi di LCA si occupano appunto degli aspetti ambientali e degli impatti potenziali lungo tutta la vita dell'oggetto di indagine, seguendone l'evoluzione "dalla culla alla tomba" (*from cradle to grave*). Uno studio di LCA, come imposto dalle norme ISO 14040, si suddivide in 4 fasi:

1. definizione dei confini del sistema e degli obiettivi dello studio
2. analisi di inventario
3. valutazione degli impatti
4. interpretazione dei risultati

La prima fase passa attraverso la definizione dell'unità funzionale e dei confini di sistema: l'unità funzionale "...costituisce una misura della prestazione del flusso in uscita funzionale del sistema di prodotto" (ISO 14041), mentre i confini di sistema "...determinano le unità di processo che devono essere incluse nell'LCA" (ISO 14041). Definiti l'unità funzionale e i confini di sistema, si definiscono, sempre secondo la norma ISO 14041, le regole di allocazione per stabilire una metodologia di assegnazione degli impatti all'unità funzionale prescelta.

La seconda fase di analisi di inventario (LCI) "... comprende la raccolta dei dati e i procedimenti di calcolo che consentono di quantificare i flussi in entrata e in uscita di un sistema di prodotto... I dati di inventario...costituiscono pure la base per la valutazione dell'impatto del ciclo di vita." (ISO 14041). Per l'analisi di inventario, la raccolta dati si può fare ricorrendo a meccanismi di raccolta dati diretti e/o a database di riferimento internazionale: a partire da questi dati si passa alla costruzione del modello del sistema la cui analisi determina un inventario dei flussi considerati in ingresso ed in uscita dal sistema stesso.

La valutazione degli impatti (LCIA, Life Cycle Impact Assessment), regolata dalle norme ISO 14042, valuta i risultati dell'analisi di inventario (LCI) per tradurli in termini di impatto ambientale.

L'analisi del ciclo di vita si completa con un'interpretazione dei risultati (Life Cycle Interpretation) secondo quanto riportato nella ISO 14043.

Metodologie di studio LCA applicate alle tecnologie utilizzate per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili può risultare interessante nella definizione di un'analisi di abbattimento delle emissioni di gas serra a monte della produzione dell'energia elettrica stessa.

Secondo quanto presentato nel novembre 2005 dai ricercatori olandesi Erik Alsema e Mariska de Wild-Scholten, i risultati di studi LCA applicati al settore della produzione elettrica (per quel che riguarda la tecnologia fotovoltaica i risultati sono stati elaborati dai ricercatori stessi, mentre per le altre tecnologie sono riportati risultati basati su dati Ecoinvent) affermano che le emissioni di gas serra (GHG) sono nettamente a favore della produzione di energia da fonti cosiddette rinnovabili (fotovoltaico, biomassa e eolico) con un'emissione compresa fra gli 8 e i 45 g CO₂-eq per kWh prodotti, rispetto a quelle fossili oscillante fra i 400 e i 1000 g CO₂-eq.

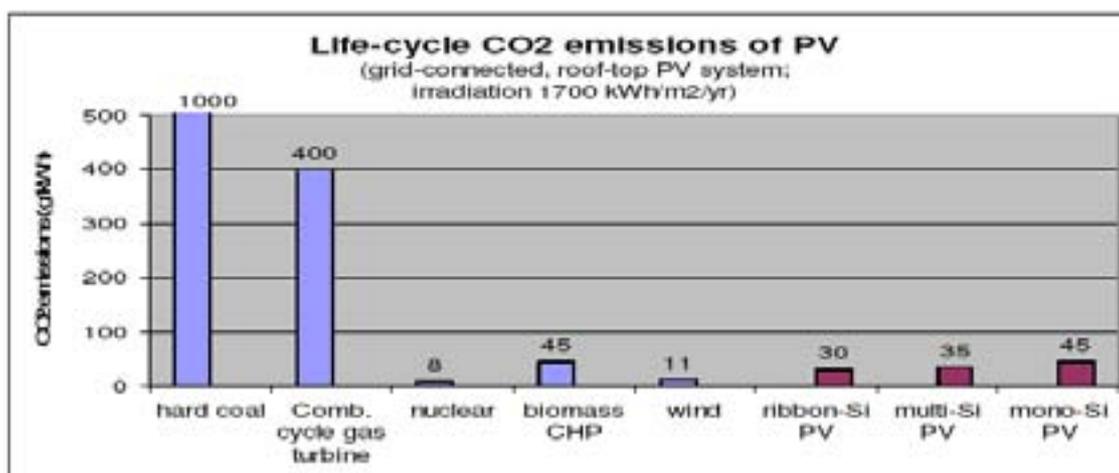


Figure 7: Greenhouse gas emissions of PV systems based on three silicon technologies, compared to a number of other energy technologies. The PV systems are installed on a roof-top in S-Europe (irradiation 1700 kWh/m²/yr) and have a 30 year life time. N.B. The emission from a coal-fired power plant (1000 g/kWh) exceeds the Y-axis maximum! (Sources: Coal, CC gas, nuclear, biomass and wind data derived from Ecoinvent database [6])

Emissioni di CO₂ sull'intero ciclo di vita per kWh prodotto (Alsema & de Wild-Scholten, *Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production*, novembre 2005)

10. Ipotesi di scenari di produzione nel settore elettrico per l'anno 2012

Al fine di valutare l'effetto positivo sulla riduzione di emissioni di gas serra nel settore elettrico nazionale, ottenibile dall'utilizzo di tecnologie da fonte rinnovabile, sono state ipotizzate tipologie di scenari basate sull'ipotesi di sostituzione di una risorsa o più risorse di tipo fossile con una o più risorse di tipo rinnovabile, applicandola al mix di risorse che concorrono all'elaborazione di scenari di produzione elettrica per l'anno 2012 (*Ipotesi di abbattimento di emissioni GHG da utilizzo delle fonti rinnovabili*).

10.1 Ipotesi di abbattimento di emissioni di GHG da utilizzo delle Fonti Rinnovabili

Al fine di elaborare le ipotesi di scenario da sostituzione con fonte rinnovabile di fonte fossile, sono state fatte le seguenti considerazioni:

- Si è preso in considerazione lo scenario di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per l'anno **2012**, ricavato dal rapporto ENEA sulle fonti rinnovabili del 2005

	elettricità sulla rete (TWh)	totale FER (TWh)	perc. FER %	grande idro (TWh)	mini idro (TWh)	biomassa biogas (TWh)	geot. (TWh)	eolico (TWh)	FV (TWh)
1990	235,1	35	14,9	25,7	5,9	0,2	3,2	0	0
2000	276,3	51,4	18,6	36,1	8,1	1,9	4,7	0,6	0
<i>Libro Bianco:</i>									
2010		76,1		36	11,1	17,8	5,9	5	0,3
<i>Direttiva 2001/77/CE:</i>									
2010	340	74,8	22						
<i>Scenario Tendenziale ENEA-APAT:</i>									
2004	324,0	56,5	17,4	35,4	7,7	6,0	5,3	2,1	0
2012	375,8	66,7	17,8	36,8	7,7	9,7	6,8	5,8	0
2020	418,8	74,2	17,7	37,5	7,7	12,4	7,9	8,8	0
2028	446,7	74,5	16,7	37,1	6,1	12,4	8,3	10,6	0
2036	461,5	76,7	16,6	36,1	4,6	11,5	8,3	12,2	4,0

Ruolo delle FER nel sistema energetico europeo nel Libro Bianco, nella direttiva 2001/77/CE e in scenari tendenziali (ENEA, 2004)

- Non avendo a disposizione i dati numerici relativi all'anno 2012 del valore della produzione di energia elettrica da fonte fossile, si è associato per l'anno in questione i valori a disposizione per l'anno 2015 elaborati nello scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, emesso nel Maggio 2005 dal Ministero delle Attività Produttive

MAP 2012- 2015	<i>TWh</i>
Carbone	61
Gas naturale	208,1
Petrolio	7,5

- Si è elaborato, a partire da questi dati, uno scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Scenario 2012	<i>TWh</i>
Carbone	61
Gas	208,1
Petrolio	7,5
Biomassa ciclo combinato	9,7
Eolico	5,8
Fotovoltaico	0,0

- Per ciascuna delle fonti rinnovabili prese in considerazione, si è individuato un valore di emissione di gas serra per energia elettrica prodotta (gCO₂ / kWh), ricavato da un recente studio sul ciclo di vita dei ricercatori olandesi Erik Alsema e Mariska de Wild-Scholten (vedi paragrafo "LCA"):

Life-cycle CO₂ emissions	gCo₂/kWh
Biomassa ciclo combinato	45
Eolico	11
Fotovoltaico	40

- I valori di emissione di gas serra per energia elettrica prodotta da utilizzo di fonti fossili sono stati ricavati dalla somma dei valori di precombustione, da lavori individuati in letteratura (Zerlia T., 2003; ISSI, 2005; Meli S., 2005), con i corrispondenti valori di combustione, ricavati dal rapporto Energia e Ambiente 2005 dell'ENEA:

CO2 emessa	Rapporto E&A 2005		
	Combustione g/kWh	Precombustione g/kWh	
Ciclo a vapore ad olio combustibile Impianto 660 MW (obsoleta)	690	7,6	<i>senza raffinazione e trasporto, Zerlia T. (2003),</i>
Ciclo a vapore a polverino di carbone Impianto 330 MW	900 – 925	75	<i>ISSI (2005)</i>
Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone Impianto 600 MW	765 – 880		
Ciclo a vapore supercritico a polverino di carbone Impianto 900 MW	705* - 800		
Cicli combinati gas-vapore alimentati a gas naturale Impianto 800 MW	340 – 350	51	<i>Meli S. (2005)</i>

(Il dato in asterisco (*), da fonte ENEA, si riferisce a futuri impianti con prestazioni particolarmente spinte che potrebbero essere raggiunte al 2015 attraverso perfezionamenti tecnologici sostanziali)

- Per l'utilizzo di carbone sono stati definite due ipotesi di calcolo per le emissioni di gas serra nella produzione di energia elettrica: nella prima ipotesi la tecnologia di utilizzo di carbone è esclusivamente quella del ciclo a vapore a polverino di carbonio, ossia quella attualmente utilizzata in misura prevalente a livello nazionale; nella seconda ipotesi di calcolo è stata considerata la tecnologia a ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone. Tale tecnologia è attualmente considerata quella con prospettive di maggiore impiego nell'immediato futuro in sostituzione del ciclo a vapore a polverino di carbone:

Nelle seguenti tabelle sono riportati i fattori di emissione utilizzati per i calcoli effettuati; relativamente alle emissioni delle fonti fossili nella fase di precombustione è stato adottato cautelativamente il valore più elevato riportato da ENEA:

<i>Ciclo a vapore a polverino di carbone</i>	CO2
FONTI	g/kWh
Carbone	1000
Gas	401
Petrolio	698
Biomassa ciclo combinato	45
Eolico	11
Fotovoltaico	40

<i>Ciclo combinato gassificaz. carbone</i>	CO2
FONTI	g/kWh
Carbone	955
Gas	401
Petrolio	698
Biomassa ciclo combinato	45
Eolico	11
Fotovoltaico	40

A questo punto, per entrambe le ipotesi (ciclo a vapore a polverino di carbone e ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone) sono stati elaborati gli stessi scenari di sostituzione di fonte fossile con fonte rinnovabile, riferiti all'anno 2012:

- **S1**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo proporzionalmente al mix totale di fossili n*TWh di una sola delle fonti rinnovabili;
- **S2**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dal carbone con n*TWh di una sola delle fonti rinnovabili;
- **S3**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dal gas naturale con n*TWh di una sola delle fonti rinnovabili;
- **Oil_1**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dall'olio combustibile con n*TWh di una sola delle fonti rinnovabili;
- **S4**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dal mix totale di fossili con n*TWh di mix delle fonti rinnovabili;

- **S5**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dal carbone con n*TWh di mix delle fonti rinnovabili;
- **S6**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dal gas naturale con n*TWh di mix delle fonti rinnovabili;
- **Oil_2**: riduzione di emissioni di CO2 ottenibile sostituendo n*TWh ricavato dall'olio combustibile con n*TWh di mix delle fonti rinnovabili.

A titolo esemplificativo si descrivono in dettaglio gli scenari S1 ed S4. Nello scenario S1 la produzione di 1 TWh da una singola FER (ad esempio eolico) sostituisce 1 TWh dal mix delle fonti convenzionali, la produzione elettrica totale costituisce un vincolo nei calcoli e resta invariata, pertanto aumentando di 1 TWh la produzione elettrica da eolico si riduce di 1 TWh la produzione dal mix di fonti fossili secondo la ripartizione proporzionale prevista nello scenario di produzione elaborato dal MAP.

Nello scenario S4 la produzione 1 TWh dal mix di FER sostituisce 1 TWh prodotto con fonti fossili, la produzione elettrica totale resta invariata; aumentando di 1 TWh la produzione elettrica totale da mix rinnovabile, ripartito secondo le proporzioni previste nello scenario ENEA, si riduce di 1 TWh la produzione dal mix fonti fossili rispettando le percentuali di utilizzo previste dal MAP.

I valori massimi di energia elettrica prodotta con fonte rinnovabile in sostituzione delle fonti fossili sono stati scelti in base alla produzione elettrica individuata in letteratura per i valori massimi previsti per la situazione nazionale: per l'eolico e il fotovoltaico, tali valori sono quelli di uno scenario di produzione elettrica da rinnovabile per il 2036, elaborato da ENEA E APAT (2005), mentre per la biomassa il valore è quello individuato nel Libro Bianco per l'anno 2010.

Le analisi effettuate rappresentano pertanto il calcolo della media pesata delle emissioni di CO2 eq. in relazione alle risorse utilizzate per la produzione elettrica ed ai rispettivi fattori di emissioni. In tal modo si è potuto ricavare il vantaggio in termini di CO2 non emessa (emissioni negative di CO2) per TWh di sostituzione secondo le ipotesi formulate.

Ipotesi ciclo a vapore a polverino di carbone (PCC)

I risultati ottenuti dall'elaborazione dei differenti scenari a partire dall'ipotesi di esclusivo utilizzo di cicli a vapore con combustione di polverino di carbone sono sintetizzati nel seguente grafico e tabella corrispondente:

Carbone	
TECNOLOGIA: Ciclo a vapore a polverino di carbone (Pulverised coal combustion – PCC)	
DESCRIZIONE: consiste nell'utilizzo, come combustibile, di carbone polverizzato, tramite macinazione finissima; il pulviscolo viene iniettato con un flusso d'aria, tramite appositi bruciatori, nella camera di combustione di una caldaia a vapore che alimenta il ciclo.	
TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 200–500 MW > 500 MW	
Parametri termodinamici max: 165 bar e 540 °C in genere con due surriscaldamenti	
STATO E PROSPETTIVE: tecnologia matura con un gran numero di impianti diffusi in tutto il mondo, soprattutto in Cina e India dove i costi d'investimento e di manutenzione sono del 20 % inferiore rispetto ai Paesi OCSE. Gli impianti di dimensione > 500 MW hanno efficienza elettrica maggiore e costi di investimento e manutenzione più bassi. Gli attuali impianti e quelli di futura progettazione prevedono l'utilizzo di desolficatori (FGD) più efficienti e meno costosi. Ulteriori sviluppi sono attesi dall'impiego dei bruciatori a bassa emissione di NO _x che utilizzano carboni sempre più finemente polverizzati. Nei Paesi più industrializzati la tendenza è di non realizzare questa tipologia di impianti ma di sostituirli con i Supercritici.	

Scheda Ciclo a vapore a polverino di carbone (Pulverised coal combustion – PCC) (ENEA, 2005)

<i>DATI TECNICI ED ECONOMICI</i>		330 MW		
		2000	2005	2015
Combustibile utilizzato	Unità di misura	Steam coal	Steam coal	Steam coal
Efficienza elettrica	%	38,0	38,0	39,0
Vita impianto	anni	35	35	35
Costo investimento	€/kW	1.037	1.037	1037
Costi fissi O&M	€/kW/a	32	32	32
Costo combustibile	c€/kWh	1,94	1,94	1,89
Emissioni CO ₂	kg/MWh	925	925	900
Stato della tecnologia		industriale	industriale	industriale

Scheda tecnico – economica Ciclo a vapore a polverino di carbone (Pulverised coal combustion – PCC) (elaborazione ENEA su dati DOE, WEC, IEA e JRC-IPTS, 2005)

Scenario S1:

Come già detto, nello scenario S1 si sostituisce un TWh prodotto con ciascuna fonte rinnovabile al corrispondente valore prodotto da tutte le fonti fossili, proporzionalmente al loro contributo sulla produzione totale da fonte fossile.

Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Mix_Fossili			CO2	Mix_Conv
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton	%
Carbone	1000	61,0	61,0	22,1%
Gas	401	208,1	83,4	75,2%
Petrolio	698	7,5	5,2	2,7%
Biomassa	45	9,7	0,4	
Eolico	11	5,8	0,1	
Fotovoltaico	40	0,0	0,0	
			CO2 tot	
			150,2	

Se si sostituisce 1 TWh prodotto da biomassa al TWh prodotto dall'insieme delle fonti fossili secondo la loro percentuale sul totale del convenzionale si ottengono i seguenti risultati:

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,7

Mix_Fossili			CO2	Mix_Conv
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton	%
Carbone	1000	60,8	60,8	22,1%
Gas	401	207,3	83,1	75,2%
Petrolio	698	7,5	5,2	2,7%
Biomassa	45	10,7	0,5	
Eolico	11	5,8	0,1	
Fotovoltaico	40	0,0	0,0	
			CO2 tot	
			149,7	

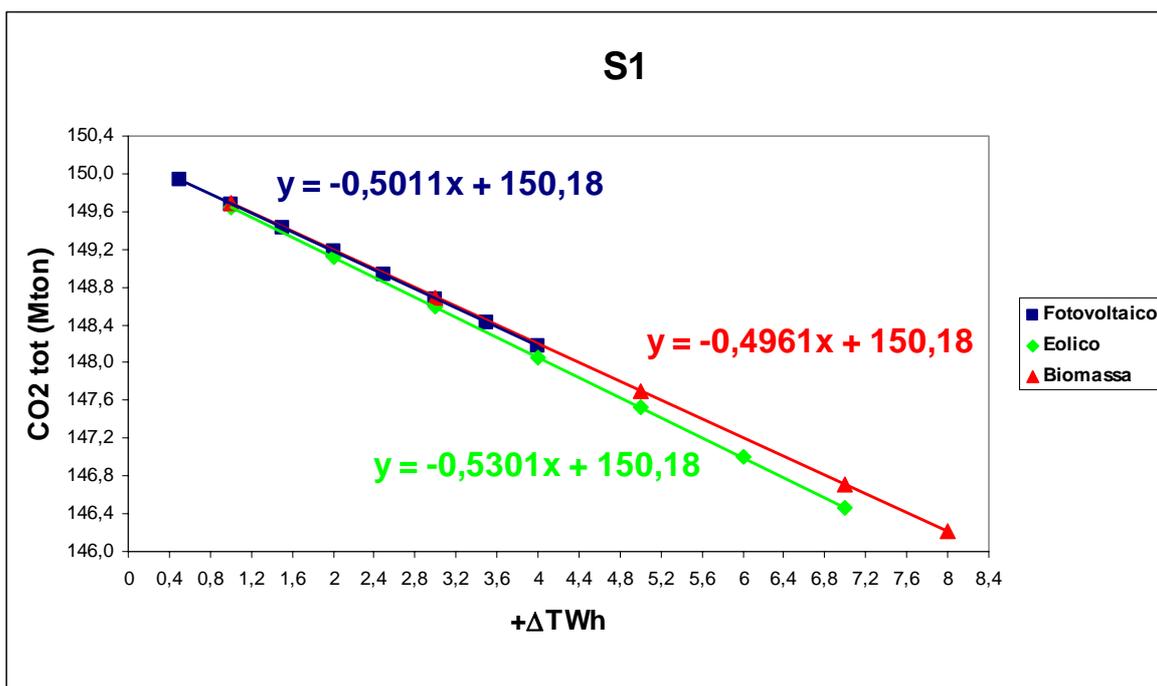
In altre parole un aumento di 1TWh di energia elettrica prodotta da biomassa comporta la riduzione di $1 * 22,1\% = 0,221$ TWh di energia prodotta con carbone, di $1 * 75,2\% = 0,752$ TWh di energia prodotta con gas naturale, e di $1 * 2,7\% = 0,027$ TWh di energia prodotta con olio combustibile.

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi effettuate ponendo un incremento di produzione elettrica da ciascuna fonte rinnovabile e conseguente riduzione da fonte fossile, secondo le modalità descritte:

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,7
3	148,7
5	147,7
7	146,7
8	146,2

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,7
2	149,1
3	148,6
4	148,1
5	147,5
6	147,0
7	146,5

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	149,9
1	149,7
1,5	149,4
2	149,2
2,5	148,9
3	148,7
3,5	148,4
4	148,2



Scenario S2:

Nello scenario S2 si sostituisce un TWh prodotto con ciascuna fonte rinnovabile al corrispondente valore prodotto da carbone.

Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Carbone			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	61,0	61,0
Gas naturale	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			150,2

Se si sostituisce, ad esempio, 1 TWh prodotto con impianti eolici al TWh prodotto da carbone si ottengono i seguenti risultati:

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,2

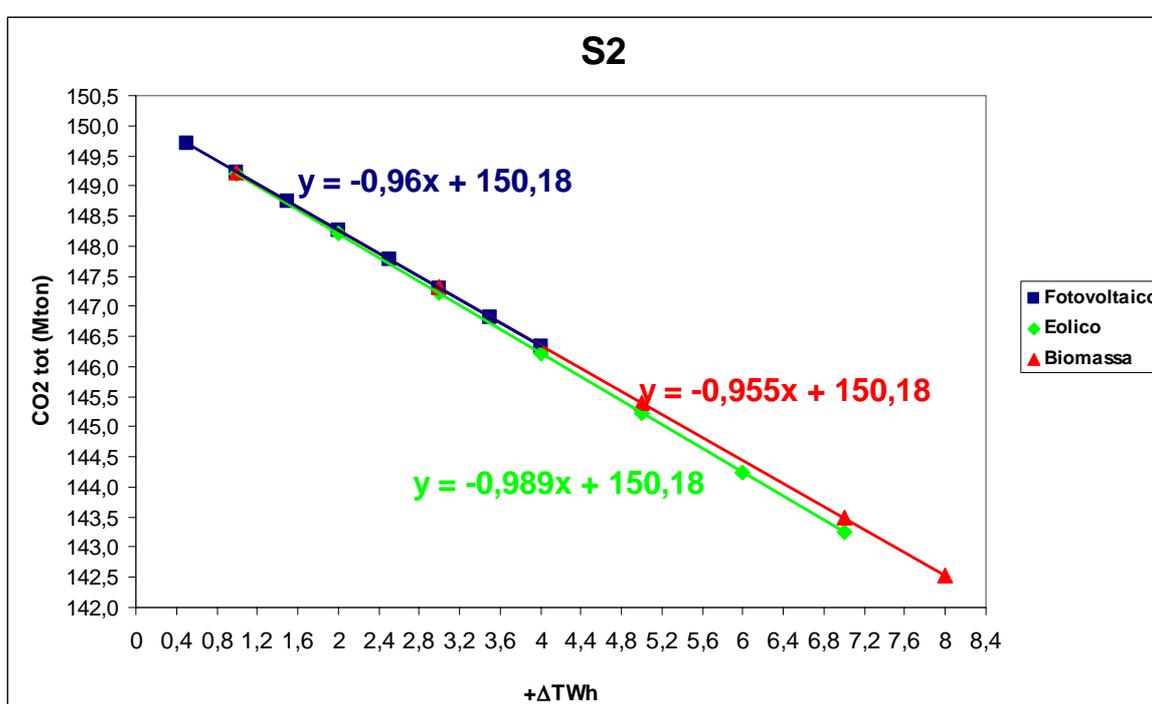
Carbone			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	60,0	60,0
Gas naturale	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	6,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			149,2

Un aumento di 1 TWh dell'energia prodotta da eolico comporta una uguale riduzione di energia prodotta con il carbone. Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi considerando le tre fonti rinnovabili prese in esame:

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,2
3	147,3
5	145,4
7	143,5
8	142,5

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,2
2	148,2
3	147,2
4	146,2
5	145,2
6	144,2
7	143,3

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	149,7
1	149,2
1,5	148,7
2	148,3
2,5	147,8
3	147,3
3,5	146,8
4	146,3



Scenario S3:

Nello scenario S3 si sostituisce un TWh prodotto con ciascuna fonte rinnovabile al corrispondente valore prodotto da gas naturale.

Nella tabella sottostante sono riportate le emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

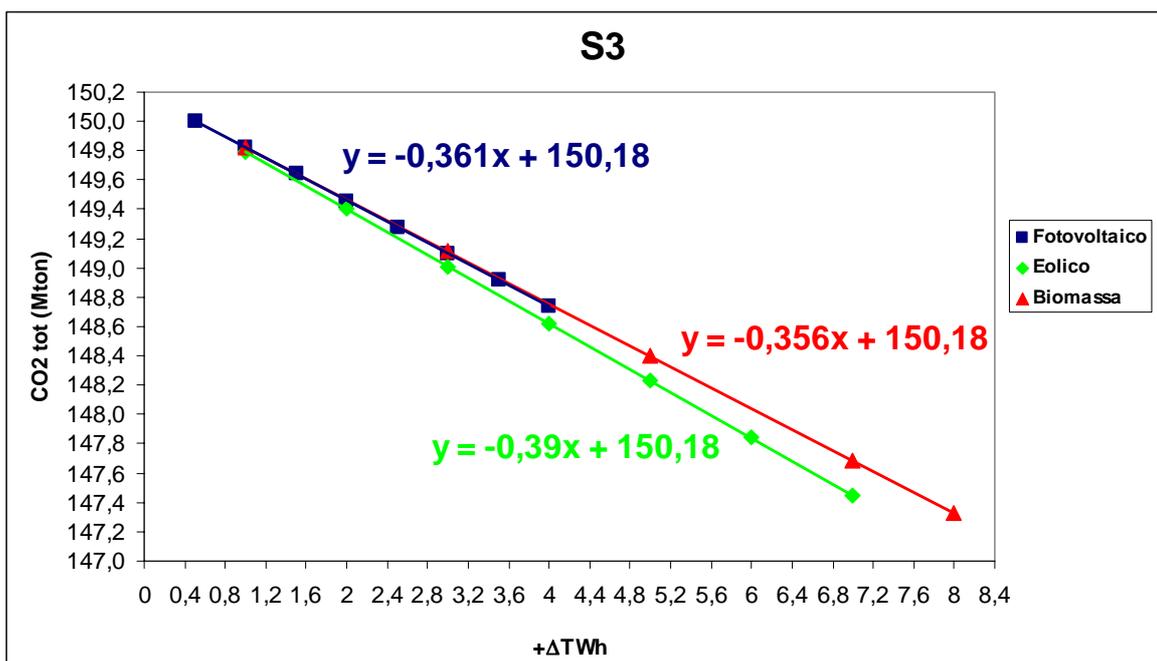
Gas			CO2
FRONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	61,0	61,0
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			150,2

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi:

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,8
3	149,1
5	148,4
7	147,7
8	147,3

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,8
2	149,4
3	149,0
4	148,6
5	148,2
6	147,8
7	147,5

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	150,0
1	149,8
1,5	149,6
2	149,5
2,5	149,3
3	149,1
3,5	148,9
4	148,7



Scenario Oil_1:

Nello scenario Oil_1 si sostituisce un TWh prodotto con ciascuna fonte rinnovabile al corrispondente valore prodotto da olio combustibili.

Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

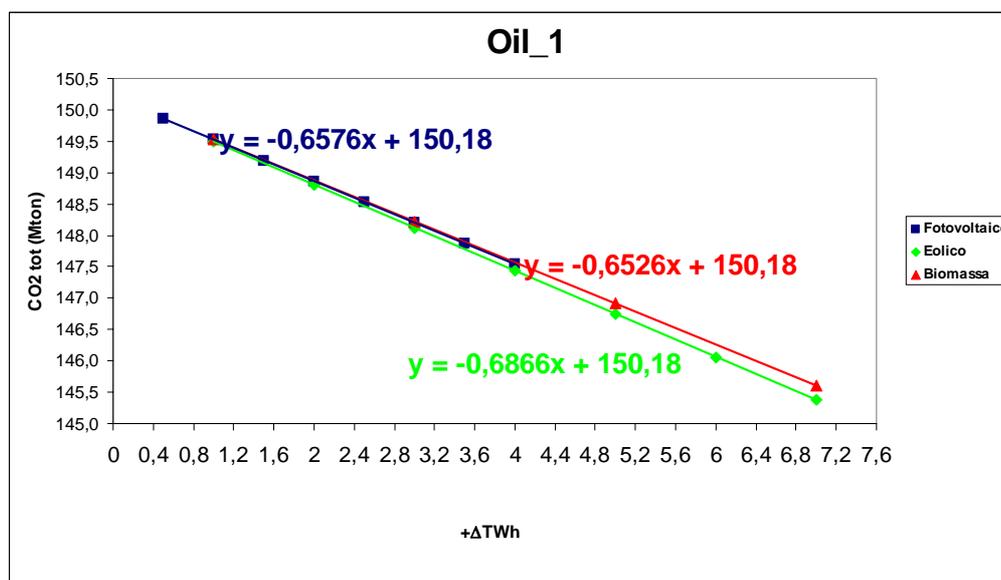
Petrolio			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	61	61,0
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			150,2

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,5
3	148,2
5	146,9
7	145,6

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	149,5
2	148,8
3	148,1
4	147,4
5	146,7
6	146,1
7	145,4

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	149,9
1	149,5
1,5	149,2
2	148,9
2,5	148,5
3	148,2
3,5	147,9
4	147,6



Scenario S4:

Nello scenario S4 è stato sostituito un TWh prodotto dal mix di fonti rinnovabili al corrispondente valore prodotto dal mix delle fonti fossili considerate; la sostituzione, sia per le FER che per le fonti fossili, avviene proporzionalmente al rispettivo contributo sulla produzione totale.

Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Mix_Fossili			CO2	Mix_Conv
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton	%
Carbone	1000	61	61,0	22,1%
Gas	401	208,1	83,4	75,2%
Petrolio	698	7,5	5,2	2,7%
Biomassa	45	9,7	0,4	
Eolico	11	5,8	0,1	
Fotovoltaico	40	0,0	0,0	
			CO2 tot	
			150,2	

Si riporta il contributo delle fonti rinnovabili nello scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012, con le relative percentuali di contributo delle singole tecnologie nella produzione rinnovabile totale. Per attribuire un valore percentuale significativo alla produzione da fotovoltaico è stato utilizzato il valore riportato nel Libro Bianco per l'anno 2010.

Produzione lorda (TWh)	<i>TwH_Max</i>	%
BIOMASSE	9,7	61,4%
EOLICO	5,8	36,7%
FOTOVOLTAICO	0,3 (LB 2010)	1,9%
TwH_Max_Totale	15,8	100%

La produzione di 1TWh con fonte fossile si ripartisce dunque come segue:

TWh Biomassa	0,61
TWh Eolico	0,37
TWh Fotovoltaico	0,02
TWh Totale	1

La sostituzione di 1 TWh prodotto da fonte rinnovabile ad 1TWh prodotto dall'insieme delle fonti fossili secondo la proporzione sul totale del convenzionale determina i seguenti risultati:

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
TWh Totale	TWh Biomassa	TWh Eolico	TWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	149,7

Mix_Fossili			CO2	Mix_Conv
FRONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton	%
Carbone	1000	60,8	60,8	22,1%
Gas	401	207,3	83,1	75,2%
Petrolio	698	7,5	5,2	2,7%
Biomassa	45	10,3	0,5	
Eolico	11	6,2	0,1	
Fotovoltaico	40	0,0	0,0	
			CO2 tot	
			149,7	

L'aumento di 1TWh dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è così ripartito: 1* 61,4% = 0,614 TWh di energia prodotta da biomassa, 1* 36,7% = 0,367 TWh prodotta da eolico e 1* 1,9% = 0,019 TWh prodotta con fotovoltaico.

A questo aumento segue una riduzione di 1* 22,1% = 0,221 TWh di energia prodotta con il carbone, di 1* 75,2% = 0,752 TWh di quella prodotta con il gas naturale, e di 1* 2,7% = 0,027 TWh di quella prodotta con olio combustibile.

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle elaborazioni:

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	149,7
3	1,84	1,10	0,06	148,7
5	3,07	1,84	0,09	147,6
7	4,30	2,57	0,13	146,6
10	6,14	3,67	0,19	145,1
12	7,37	4,41	0,23	144,1
13	7,98	4,77	0,25	143,6

Scenario S5:

Nello scenario S5 si sostituisce un TWh prodotto da tutte le fonti rinnovabili al corrispondente valore prodotto da carbone.

Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Carbone			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	61	61,0
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			150,2

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi:

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	149,2
3	1,84	1,10	0,06	147,3
5	3,07	1,84	0,09	145,3
7	4,30	2,57	0,13	143,4
10	6,14	3,67	0,19	140,5
12	7,37	4,41	0,23	138,6
13	7,98	4,77	0,25	137,6

Scenario S6:

Nello scenario S6 si sostituisce un TWh prodotto da tutte le fonti rinnovabili al corrispondente valore prodotto da gas naturale.

Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Gas			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	61	61,0
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			150,2

Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	149,8
3	1,84	1,10	0,06	149,1
5	3,07	1,84	0,09	148,3
7	4,30	2,57	0,13	147,6
10	6,14	3,67	0,19	146,5
12	7,37	4,41	0,23	145,8
13	7,98	4,77	0,25	145,4

Scenario Oil_2:

Nello scenario Oil_2 si sostituisce un TWh prodotto da tutte le fonti rinnovabili al corrispondente valore prodotto da olio combustibile.

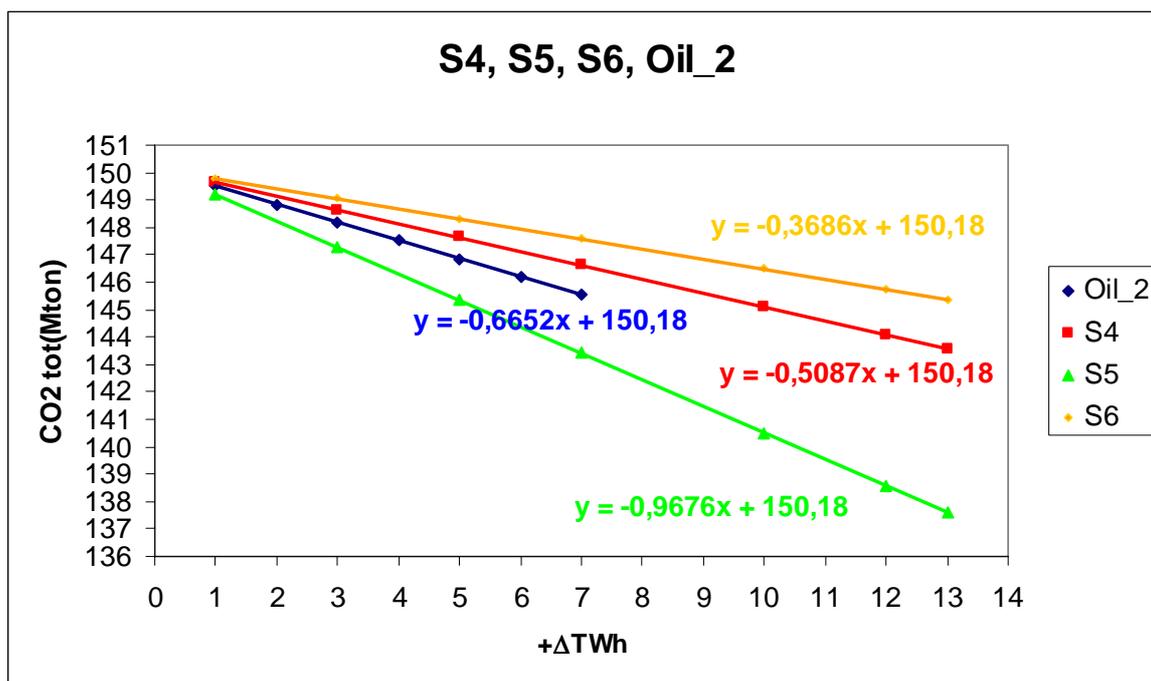
Nella tabella sottostante è riportato il valore delle emissioni parziali e totali secondo lo scenario di produzione elettrica di riferimento per il 2012:

Petrolio			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	1000	61	61,0
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			150,2

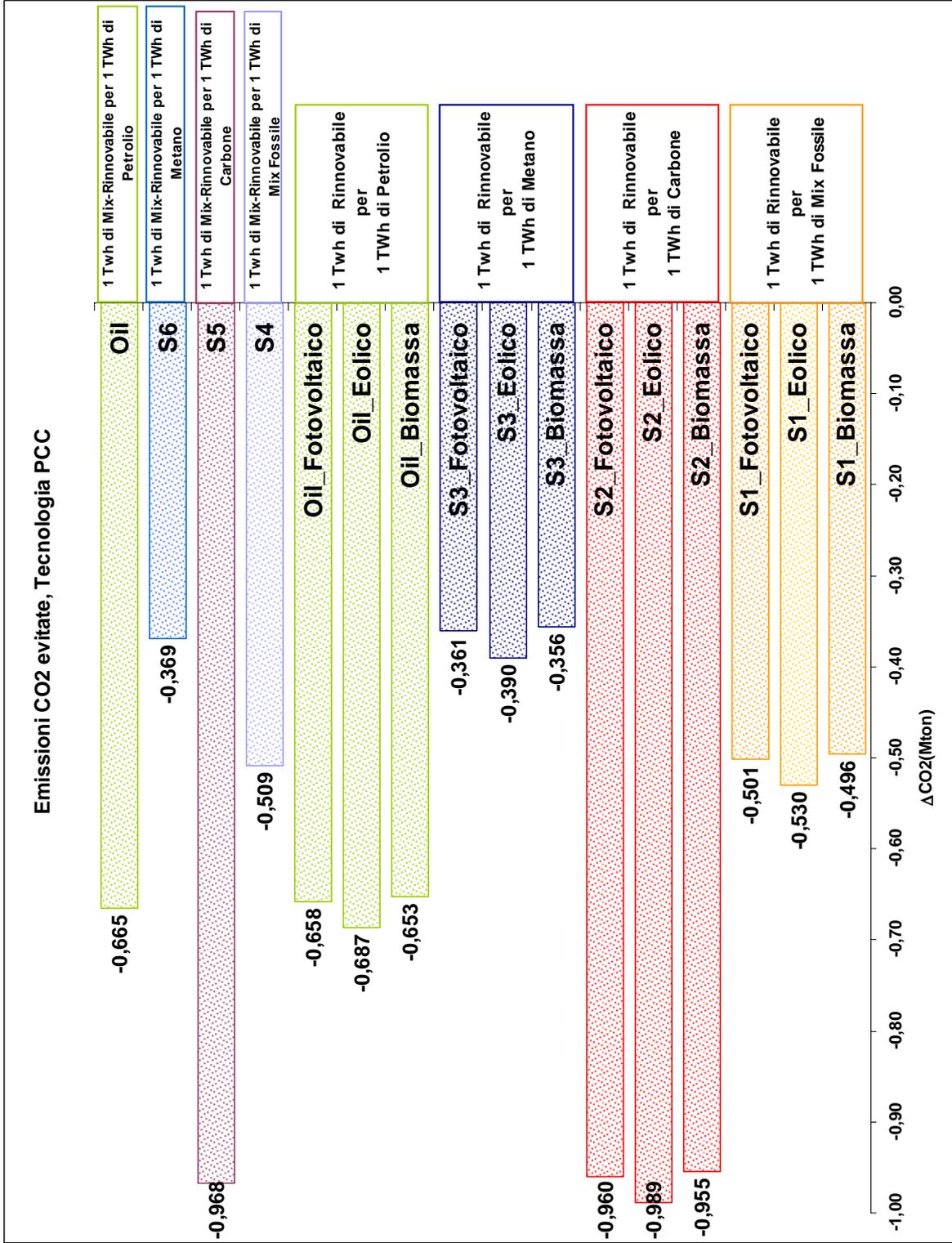
Si riportano di seguito i risultati ottenuti dalle analisi

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	149,5
2	1,23	0,73	0,04	148,9
3	1,84	1,10	0,06	148,2
4	2,46	1,47	0,08	147,5
5	3,07	1,84	0,09	146,9
6	3,68	2,20	0,11	146,2
7	4,30	2,57	0,13	145,5

Il grafico che segue sintetizza i risultati ottenuti per gli scenari S4, S5, S6, Oil_2:



Di seguito si riporta un grafico riassuntivo dei risultati significativi ottenuti nelle analisi condotte:



	"+ Δ TWH" = 1		
Mton CO2	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico
S1	-0,50	-0,53	-0,50
S2	-0,96	-0,99	-0,96
S3	-0,36	-0,39	-0,36
Oil	-0,65	-0,69	-0,66

Mton CO2	" Δ TWH" = 1
S4	-0,51
S5	-0,97
S6	-0,37
Oil_2	-0,67

Dalla sostituzione del solo carbone con una qualunque delle fonti rinnovabili o con il loro mix si ottengono le riduzioni maggiori nelle emissioni di gas serra: queste riduzioni variano fra 0,955 Mt CO2 eq./TWh, nel caso di sostituzione con biomassa a 0,989 Mt CO2 eq./TWh, nel caso di sostituzione con eolico; la sostituzione con il mix di FER risulta intermedia fra questi valori con una riduzione pari a 0,968 Mt CO2 eq./TWh. La sostituzione di solo olio combustibile produce riduzioni meno consistenti nelle emissioni, comprese fra 0,653 e 0,658 Mt CO2 eq./TWh, mentre la sostituzione di solo gas naturale risulta ancor meno vantaggiosa, con valori compresi fra 0,356 e 0,390 Mt CO2 eq./TWh. Infine, i valori di riduzione ottenibili con la sostituzione del mix di fossile può fornire una stima dell'efficacia "media" della sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili: tali valori oscillano fra 0,496 e 0,530 Mt CO2 eq./TWh.

Dalle elaborazioni eseguite si possono ricavare le seguenti osservazioni:

- l'effetto di sostituzione di una fonte fossile con una o più fonti rinnovabili risulta particolarmente efficace nel caso che la fonte fossile sostituita sia il carbone;
- delle tre fonti rinnovabili considerate, la più efficace in tutti gli scenari per la riduzione di emissioni di gas serra risulta la fonte eolica;
- la differenza di vantaggio fra ciascuna delle FER o il mix di FER considerate sulla riduzione delle emissioni appare meno significativa rispetto alla scelta della fonte convenzionale da sostituire.

Ipotesi ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (IGCC)

Di seguito è riportata una descrizione sintetica della tecnologia IGCC ed i parametri di emissione ripresi dal rapporto Energia e Ambiente 2005 di ENEA.

Carbone

<p>TECNOLOGIA: Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC)</p> <p>DESCRIZIONE: Consiste nel portare il carbone (iniettato secco o sotto forma di slurry) ad elevata temperatura a contatto con vapore ed ossigeno. Tramite reazioni chimiche viene prodotto un gas che, previa depurazione, viene utilizzato come combustibile in un ciclo combinato gas-vapore. Lo zolfo presente nel carbone può essere quasi completamente recuperato in forma commerciale e le ceneri sono convertite in scorie vetrificate ambientalmente inerti. Rappresenta un'alternativa al sistema tradizionale di combustione del carbone con notevoli miglioramenti in termini di efficienza e di emissioni. In genere viene richiesto l'impiego di carboni di alto rango a basso contenuto di ceneri e comunque questi impianti, una volta realizzati, sono poco adatti all'utilizzo di carboni di caratteristiche diverse.</p> <p>TIPOLOGIA DIMENSIONALE IMPIANTI: 100-350 MW > 300 MW</p> <p>STATO E PROSPETTIVE: la competitività economica degli impianti di gassificazione a carbone e ciclo combinato non è ancora stata raggiunta anche se è già possibile segnalare numerose realizzazioni di notevole impegno ed interesse industriale. Nel periodo 1980-1990 sono stati realizzati, in Europa (Olanda e Spagna) e Stati Uniti, sette progetti dimostrativi funzionanti con taglie comprese tra 100 e 350 MW. Altri due progetti, riguardanti impianti di 400 e 800 MW, sono in programma negli Stati Uniti per il periodo 2004-2006. Un altro progetto di gassificazione è stato attuato nel 2004 nella provincia cinese dell'Human. A livello nazionale si segnala il progetto Sulcis in Sardegna non ancora attivato e la partecipazione ENEL al Progetto europeo di gassificazione di Puertollano che vede coinvolte le maggiori imprese europee (EDF, EDP, ENDESA, NP). Data l'esperienza accumulata e la standardizzazione delle tecniche di produzione, si prevede per i prossimi anni una riduzione dei costi d'investimento e di manutenzione. Ulteriori aspetti che necessitano attenzione dal punto di vista del miglioramento tecnologico riguardano l'affidabilità e la disponibilità degli impianti che ancora non hanno raggiunto livelli ottimali.</p>
--

Scheda Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC) (ENEA, 2005)

DATI TECNICI ED ECONOMICI		600 MW		
		2000	2005	2015
Combustibile utilizzato	Unità di misura	Carbone	Carbone (*)	Carbone (*)
Efficienza elettrica	%	n.d.	40,0	46,0
Vita impianto	anni	n.d.	35	35
Costo investimento	€/kW	n.d.	1.378	1.072
Costi fissi O&M	€/kW/a	n.d.	48	38
Costo del Combustibile	c€/kWh	n.d.	1,84	1,60
Emissioni CO ₂	kg/MWh	n.d.	880	765
Stato della tecnologia		prototipo	industriale	industriale

Scheda tecnico – economica Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC) (elaborazione ENEA su dati DOE , WEC, IEA e JRC-IPTS, 2005)

Adottando la stessa metodologia di calcolo e gli stessi scenari utilizzati relativamente

all'utilizzo di "Ciclo a vapore a polverino di carbone" si ottengono i risultati che seguono:

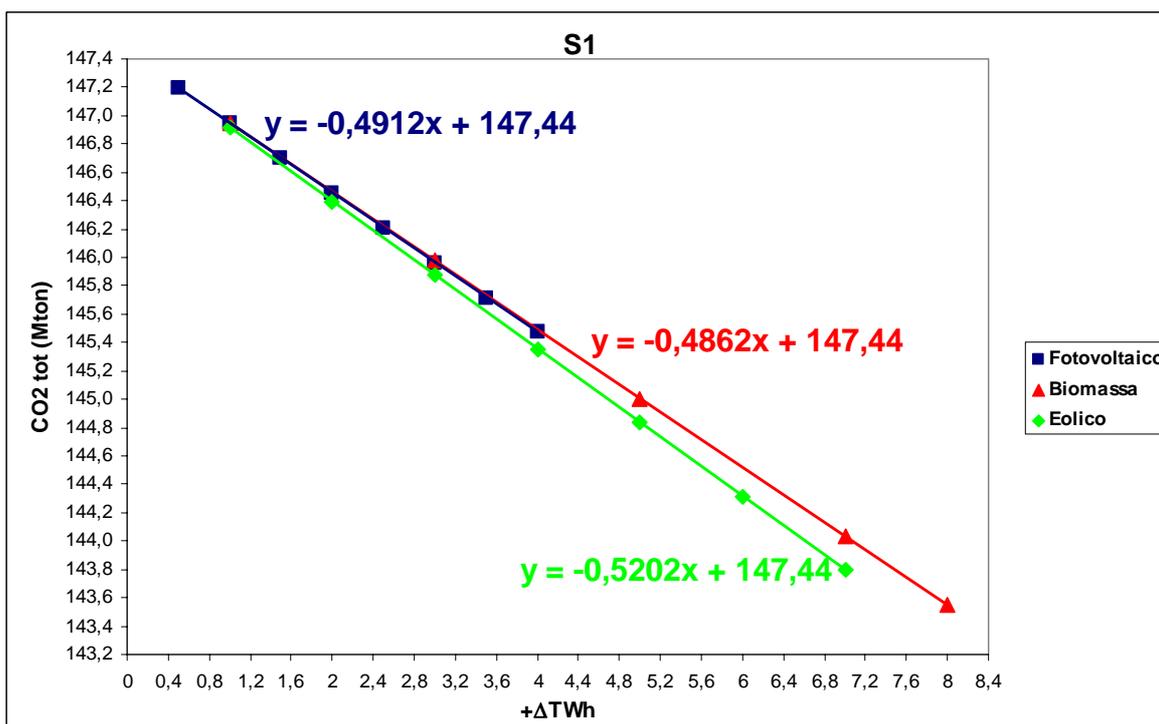
Scenario S1:

Mix_Fossili			CO2	Mix_Conv
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton	%
Carbone	955	61	58,3	22,1%
Gas	401	208,1	83,4	75,2%
Petrolio	698	7,5	5,2	2,7%
Biomassa	45	9,7	0,4	
Eolico	11	5,8	0,1	
Fotovoltaico	40	0,0	0,0	
			CO2 tot	
			147,4	

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	146,9
3	146,0
5	145,0
7	144,0
8	143,5

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	146,9
2	146,4
3	145,9
4	145,4
5	144,8
6	144,3
7	143,8

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	147,2
1	146,9
1,5	146,7
2	146,5
2,5	146,2
3	146,0
3,5	145,7
4	145,5



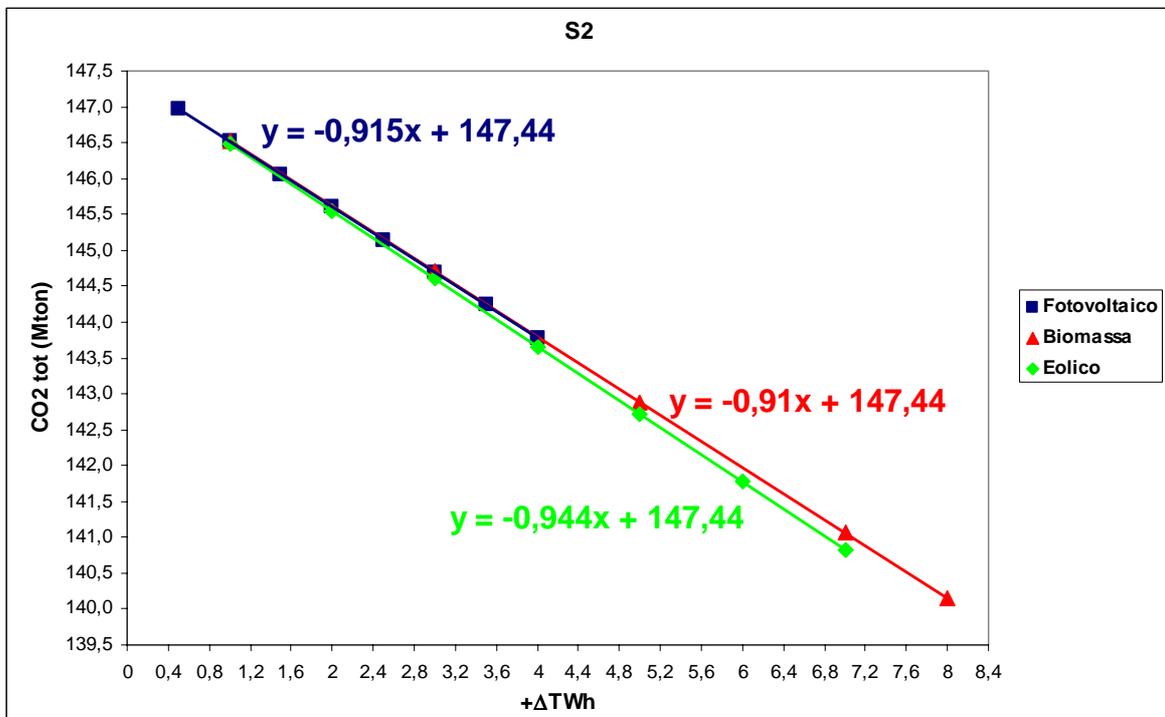
Scenario S2:

Carbone			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	955	61	58,3
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			147,4

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	146,5
3	144,7
5	142,9
7	141,1
8	140,2

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	146,5
2	145,5
3	144,6
4	143,7
5	142,7
6	141,8
7	140,8

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	147,0
1	146,5
1,5	146,1
2	145,6
2,5	145,1
3	144,7
3,5	144,2
4	143,8



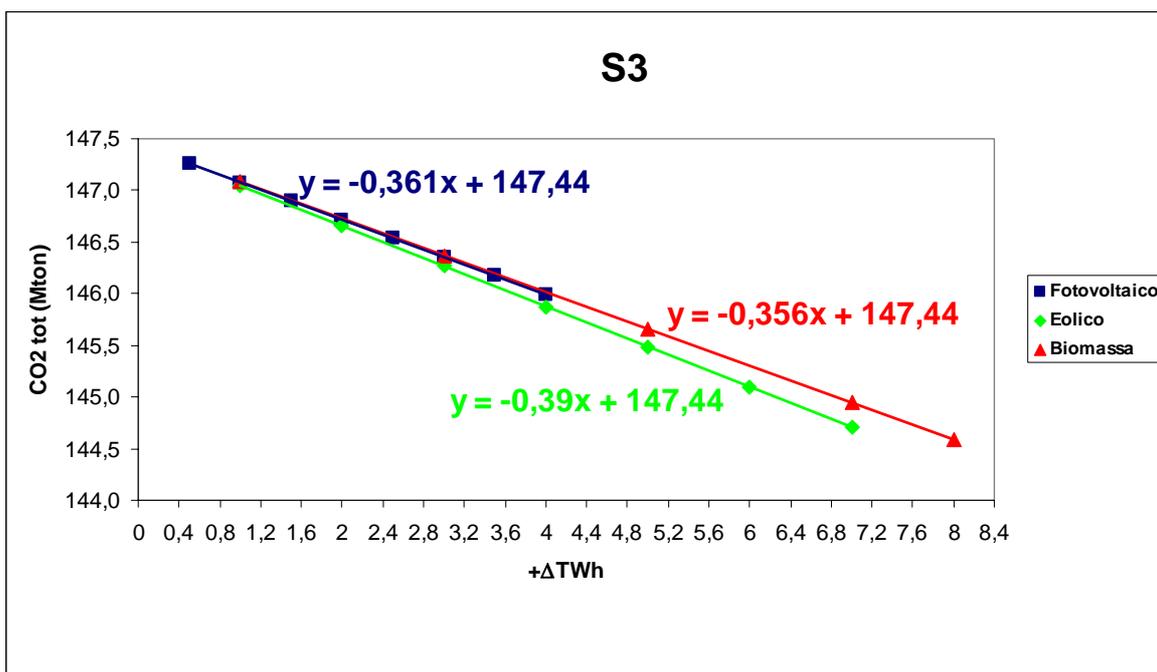
Scenario S3:

Gas			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	955	61	58,3
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			147,4

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	147,1
3	146,4
5	145,7
7	144,9
8	144,6

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	147,0
2	146,7
3	146,3
4	145,9
5	145,5
6	145,1
7	144,7

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	147,3
1	147,1
1,5	146,9
2	146,7
2,5	146,5
3	146,4
3,5	146,2
4	146,0



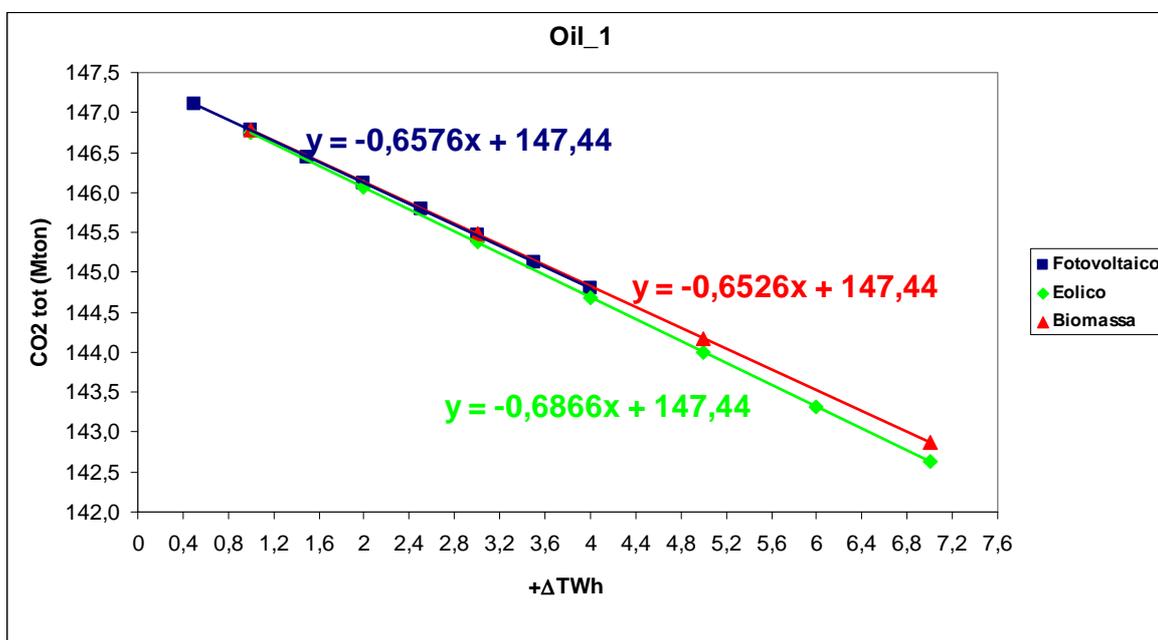
Scenario Oil_1:

Petrolio			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	955	61	58,3
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			147,4

Biomassa	
TWh Biomassa	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	146,8
3	145,5
5	144,2
7	142,9

Eolico	
TWh Eolico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
1	146,7
2	146,1
3	145,4
4	144,7
5	144,0
6	143,3
7	142,6

Fotovoltaico	
TWh Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	Mton
0,5	147,1
1	146,8
1,5	146,4
2	146,1
2,5	145,8
3	145,5
3,5	145,1
4	144,8



Scenario S4:

Mix_Fossili			CO2	Mix_Conv
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton	%
Carbone	955	61	58,3	22,1%
Gas	401	208,1	83,4	75,2%
Petrolio	698	7,5	5,2	2,7%
Biomassa	45	9,7	0,4	
Eolico	11	5,8	0,1	
Fotovoltaico	40	0,0	0,0	
			CO2 tot	
			147,4	

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	146,9
3	1,84	1,10	0,06	145,9
5	3,07	1,84	0,09	144,9
7	4,30	2,57	0,13	143,9
10	6,14	3,67	0,19	142,4
12	7,37	4,41	0,23	141,4
13	7,98	4,77	0,25	141,0

Scenario S5:

Carbone			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	955	61	58,3
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			147,4

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	146,5
3	1,84	1,10	0,06	144,7
5	3,07	1,84	0,09	142,8
7	4,30	2,57	0,13	141,0
10	6,14	3,67	0,19	138,2
12	7,37	4,41	0,23	136,4
13	7,98	4,77	0,25	135,4

Scenario S6:

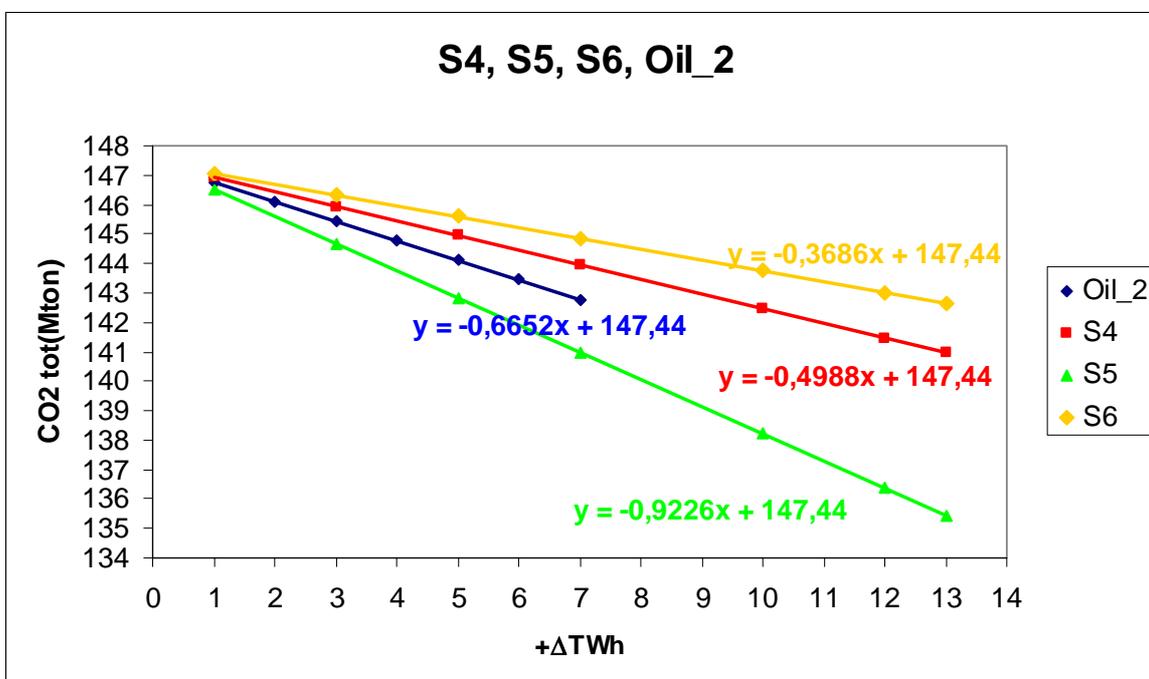
Gas			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	955	61	58,3
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			147,4

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	147,1
3	1,84	1,10	0,06	146,3
5	3,07	1,84	0,09	145,6
7	4,30	2,57	0,13	144,9
10	6,14	3,67	0,19	143,7
12	7,37	4,41	0,23	143,0
13	7,98	4,77	0,25	142,6

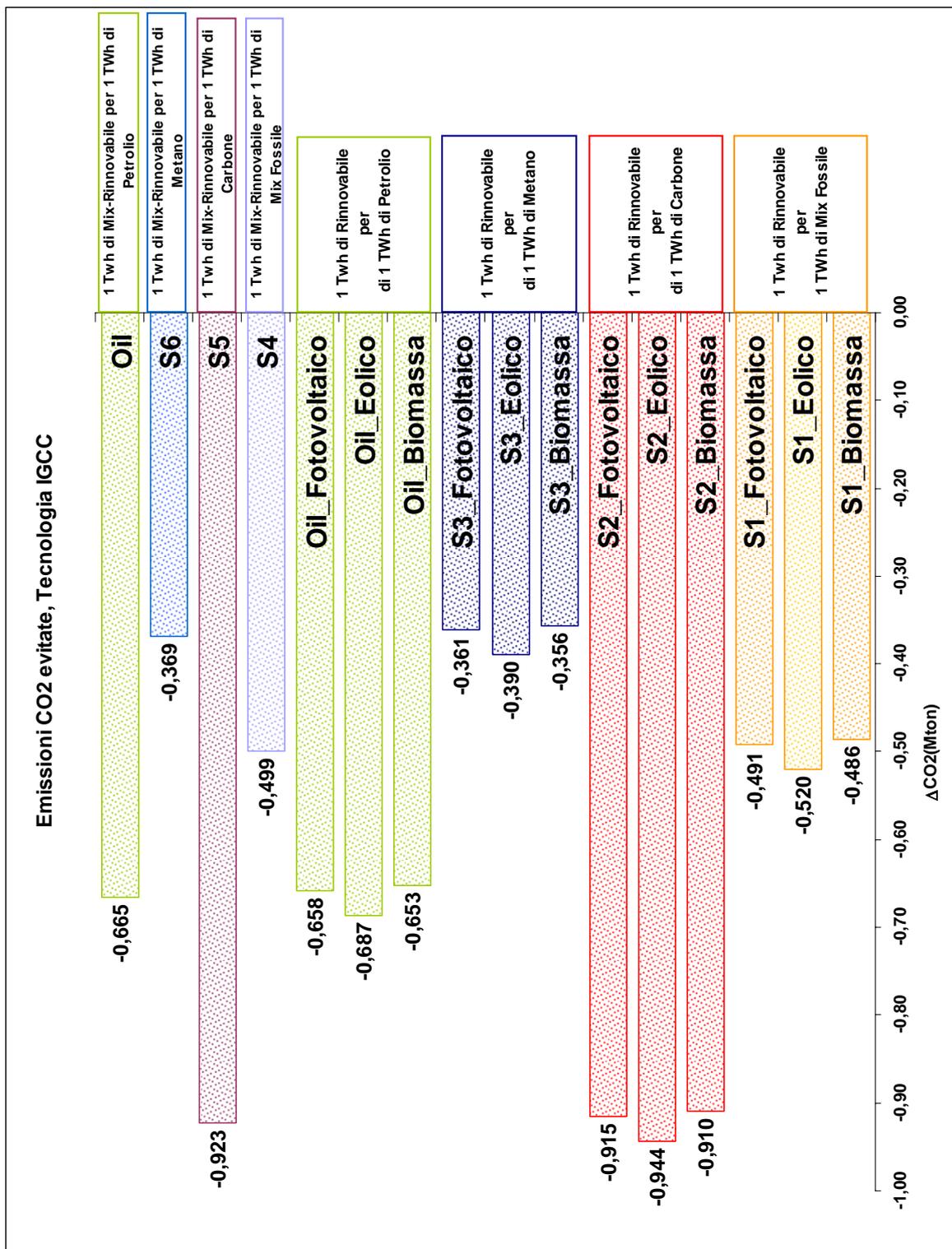
Scenario Oil_2:

Petrolio			CO2
FONTE	gCO2/kWh	TWh	Mton
Carbone	955	61	58,3
Gas	401	208,1	83,4
Petrolio	698	7,5	5,2
Biomassa	45	9,7	0,4
Eolico	11	5,8	0,1
Fotovoltaico	40	0,0	0,0
			CO2 tot
			147,4

	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico	CO2 tot
+ΔTWh Totale	+ΔTWh Biomassa	+ΔTWh Eolico	+ΔTWh Fotovoltaico	Mton
1	0,61	0,37	0,02	146,8
2	1,23	0,73	0,04	146,1
3	1,84	1,10	0,06	145,4
4	2,46	1,47	0,08	144,8
5	3,07	1,84	0,09	144,1
6	3,68	2,20	0,11	143,4
7	4,30	2,57	0,13	142,8



I risultati ottenuti in questa elaborazione avvalorano le osservazioni già ricavate nell'ipotesi ciclo a vapore con polverino di carbone:



	"+ΔTWH" = 1		
Mton CO2	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico
S1	-0,49	-0,52	-0,49
S2	-0,91	-0,94	-0,91
S3	-0,36	-0,39	-0,36
Oil	-0,65	-0,69	-0,66

Mton CO2	" +ΔTWH" = 1
S4	-0,50
S5	-0,92
S6	-0,37
Oil_2	-0,67

Confronto fra tra PCC e IGCC

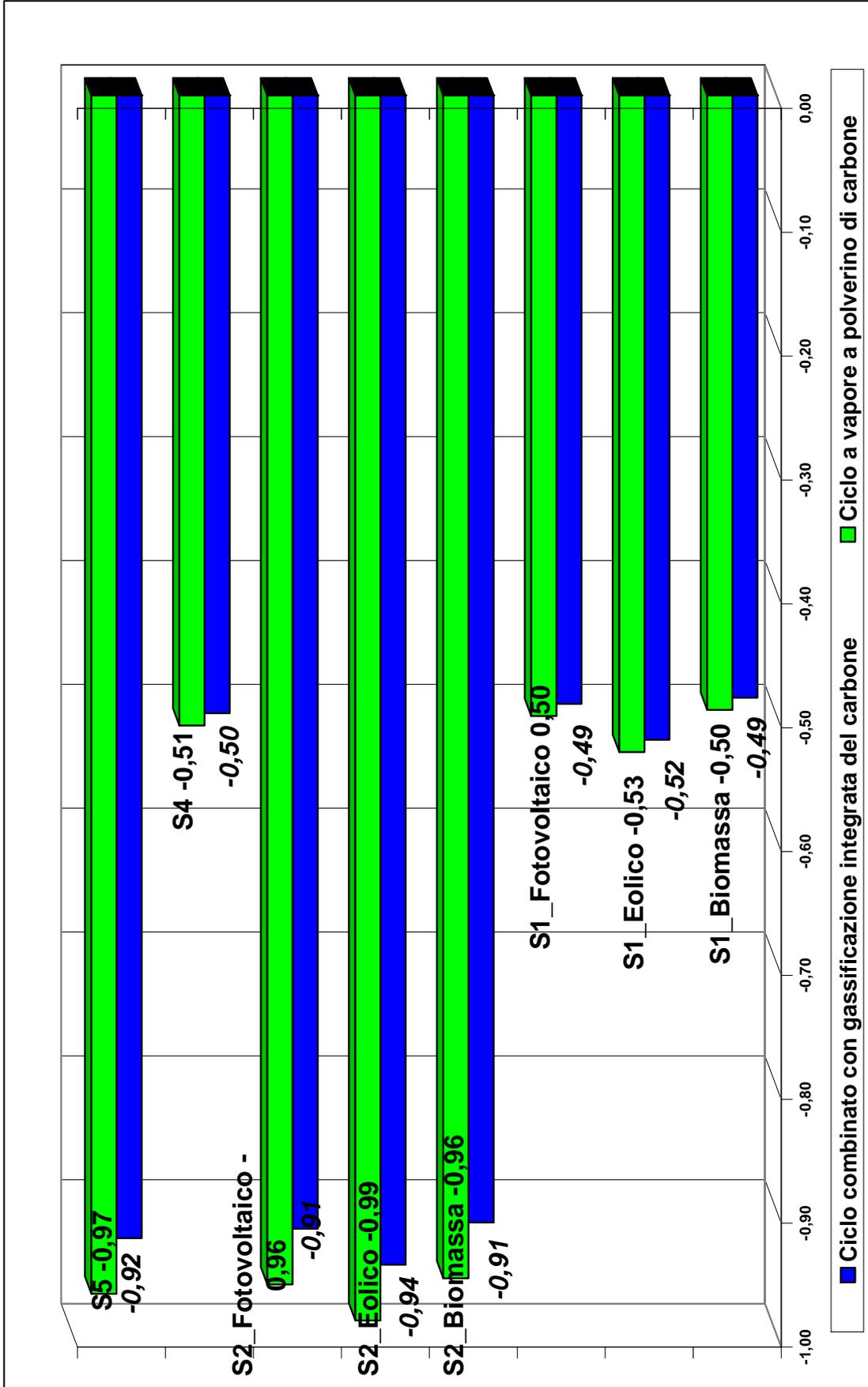
Il confronto fra le due ipotesi è valido solo per gli scenari che coinvolgono la sostituzione del carbone poiché i fattori di emissione per le altre risorse rimangono costanti. Di seguito sono riportati soltanto i risultati relativi agli scenari che coinvolgono la sostituzione del carbone o del mix di risorse fossili con le FER:

	S1		
Mton CO2 risparmiate per TWh da fossile sostituito	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico
<i>Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone</i>	-0,49	-0,52	-0,49
<i>Ciclo a vapore a polverino di carbone</i>	-0,50	-0,53	-0,50

	S2		
Mton CO2 risparmiate per TWh da fossile sostituito	Biomassa	Eolico	Fotovoltaico
<i>Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone</i>	-0,91	-0,94	-0,91
<i>Ciclo a vapore a polverino di carbone</i>	-0,96	-0,99	-0,96

Mton CO2 risparmiate per TWh da fossile sostituito	S4
<i>Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone</i>	-0,50
<i>Ciclo a vapore a polverino di carbone</i>	-0,51

Mton CO2 risparmiate per TWh da fossile sostituito	S5
<i>Ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone</i>	-0,92
<i>Ciclo a vapore a polverino di carbone</i>	-0,97



Dall'ipotesi di una futura sostituzione di tecnologia di utilizzo del carbone per la produzione di energia elettrica da PCC ad IGCC si evince che, nei casi di produzione elettrica da una fonte rinnovabile o di un loro mix in sostituzione del mix fossile (scenari S1 e S4), il vantaggio in termini di ulteriore riduzione ammonta a circa 0,01 Mt CO₂ eq./TWh, mentre si ha un ulteriore aumento delle emissioni evitate, pari a circa 0,05 Mt CO₂ eq./TWh, nei casi che comportano la produzione elettrica da una fonte rinnovabile o di un loro mix in sostituzione della sola produzione elettrica da carbone (scenari S2 e S5).

Dal confronto fra le due diverse tecnologie si possono ricavare le seguenti considerazioni:

- continuando a valere le precedenti osservazioni, dal confronto emerge con forza un **effetto carbone** quale fonte fossile da privilegiare in una eventuale sostituzione con fonte rinnovabile, così da risultare la più efficace in termini di abbattimento di emissioni di gas serra, rispetto alla scelta di una sottrazione al mix di fossili;
- la scelta della tecnologia di produzione elettrica da carbone (**effetto tecnologia**) si intreccia con l'effetto carbone: infatti, mentre nello scenario S1 sul mix di combustibili la sostituzione di un ciclo a vapore a polverino di carbone con un ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone permette una riduzione ulteriore di emissioni di circa il 2% sulle emissioni già risparmiate, pari a 0,01 Mton di CO₂, la stessa sostituzione nello scenario S2 (sottrazione solo al carbone) permette una ulteriore riduzione del 5%, pari a 0,05 Mton CO₂; stesse considerazioni, stesse percentuali e stessi valori emergono confrontando lo scenario S4 con lo scenario S5.

11. I Meccanismi Flessibili

11.1 Introduzione

L'Italia ha assunto l'impegno, con la ratifica del Protocollo di Kyoto (PK), di ridurre le emissioni nazionali di gas ad effetto serra del 6,5% rispetto al 1990. Il "Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra", approvato con la delibera CIPE del 19 dicembre 2002, che descrive politiche e misure assunte dall'Italia per il rispetto del protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di fare ricorso a interventi, definiti nel PK come Meccanismi Flessibili, che coinvolgono la comunità internazionale. I Meccanismi Flessibili sono di tre tipi: Commercio di Emissioni (Emissions Trading Scheme, ETS), Meccanismo di Sviluppo Pulito (Clean Development Mechanism, CDM), l'Attuazione Congiunta (Joint Implementation, JI).

I meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto sono strumenti economici mirati a ridurre il costo di abbattimento dei gas serra permettendo di ridurre le emissioni dove economicamente più conveniente, rispettando gli obiettivi ambientali totali. I meccanismi flessibili rivestono dunque un ruolo strategico per l'Italia, al fine di ridurre l'onere complessivo del rispetto del Protocollo di Kyoto e salvaguardare la competitività del nostro paese: infatti, si ritiene che per l'Italia i costi di abbattimento nazionale delle emissioni di gas serra sono molto elevati. Una riduzione solo in ambito nazionale delle emissioni comporterebbe un onere molto elevato per il nostro paese.

Pertanto, un ampio uso dei meccanismi flessibili consentirebbe di ridurre - al di fuori del territorio nazionale e a costi ragionevoli - le emissioni di gas serra, limitando la necessità di adottare misure nazionali caratterizzate da livelli di costo maggiori.

I Meccanismi Flessibili sono stati approvati nel dettaglio dagli Accordi di Marrakech durante la Settima Conferenza delle Parti. Come già ricordato, sono tre (JI, CDM, ETS), e sono definiti come strumenti di mercato:

1) L'Attuazione Congiunta (Joint Implementation, JI) consente a ciascun Paese Annex I di realizzare progetti di abbattimento delle emissioni in un altro Paese Annex I, acquisendo in

tal modo un numero, corrispondente alle emissioni abbattute, di unità di riduzione delle emissioni (Emission Reduction Units, ERU) che possono essere usate a detrazione delle emissioni nazionali;

2) Il Meccanismo di Sviluppo Pulito (Clean Development Mechanism, CDM) consente ai Paesi Annex I di attuare progetti di efficienza energetica e/o di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili nei Paesi non Annex I (Paesi in via di sviluppo (PVS), senza obblighi di riduzione delle emissioni di gas serra), in tal modo acquisendo riduzioni di emissioni certificate (Certified Emissions Reductions, CER), anch'esse utilizzabili a detrazione delle emissioni nazionali;

3) Lo Scambio di quote di emissioni (Emissions Trading Scheme, ETS) consente ai Paesi Annex I di scambiare su un apposito mercato permessi di emissione di gas serra;

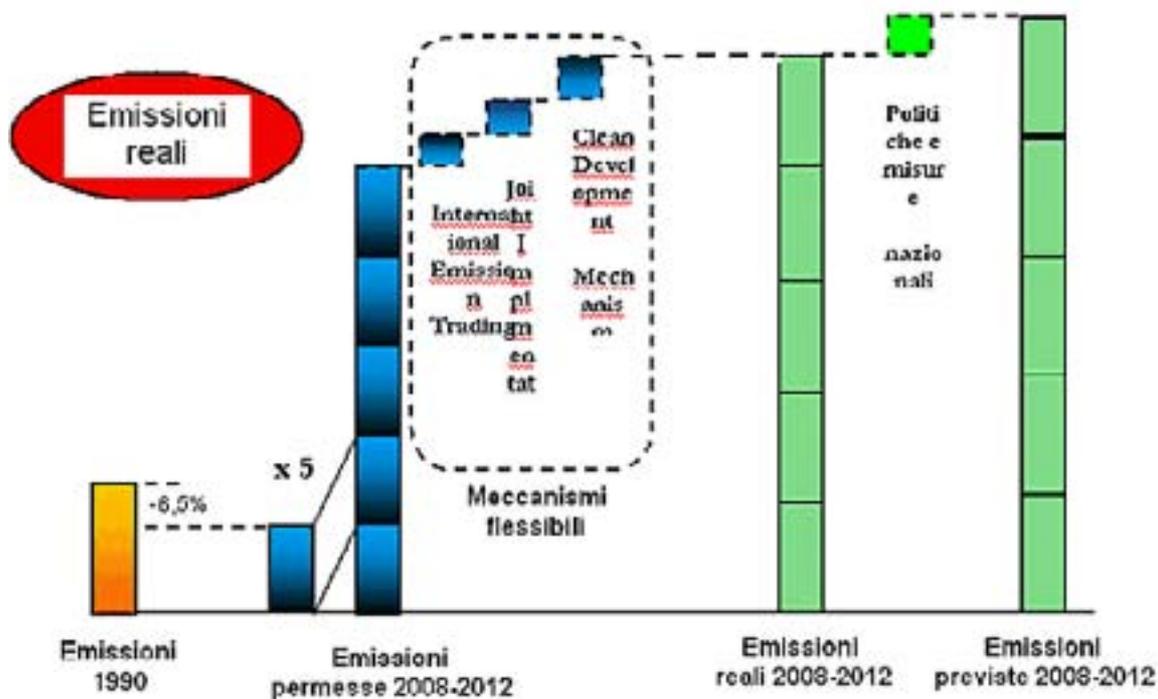
Il Piano Nazionale di Riduzione delle Emissioni prevede un utilizzo dei Meccanismi Flessibili così ripartito:

- misure approvate o decise nel settore pubblico incluse nello scenario di riferimento che dovrebbero portare crediti di carbonio da **JI e CDM** per un totale di **12 Mt CO₂ eq./anno** nel periodo 2008-2012;
- misure nel settore privato incluse nello scenario di riferimento il cui ammontare sarà determinato dai limiti settoriali imposti a livello nazionale e dalla presenza di incentivi del mercato;
- **opzioni aggiuntive** per l'impiego dei meccanismi che potranno comportare una riduzione potenziale compresa fra **20 e 48 Mt CO₂ eq./anno**.

L'obiettivo di tali programmi ed iniziative, oltre ad ottenere crediti di emissione, è l'accesso ai finanziamenti internazionali e un incremento dell'internazionalizzazione dell'economia italiana.

Poiché la riduzione delle emissioni di gas serra deve essere intesa come riduzione delle "emissioni nette", vale a dire di quanto complessivamente aggiunto all'atmosfera e di quanto complessivamente sottratto all'atmosfera, si deve tenere in considerazione anche il ruolo degli interventi di **afforestazione e riforestazione**. Tali interventi sono misure del settore agricolo e forestale in grado di assorbire anidride carbonica e quindi ridurre il quantitativo globalmente emesso in atmosfera. Sulla base del piano nazionale di riduzione

queste misure dovrebbero consentire una riduzione equivalente di emissioni pari a **10,2 Mt**.



Schema delle emissioni reali e delle misure di abbattimento per il raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto (Fonte MATT)

I permessi di emissione, una volta allocati (AAUs) in base a quanto prescritto nel Piano Nazionale di Assegnazione, o creati (CERs, ERUs), possono essere:

- venduti
- acquistati
- accumulati

nel rispetto delle regole di Kyoto, salvo restando l'obbligo di mantenere un numero uguale o superiore di permessi rispetto alle emissioni reali.

Il mercato stabilirà un prezzo per tali permessi.

L'acquisizione dei permessi di tipo (ERUs e CERs), oltre che con l'acquisto sul mercato, può avvenire anche attraverso la realizzazione di progetti di riduzione di emissioni (progetti in paesi industrializzati, "JI" e in paesi in via di sviluppo, "CDM").

11.2 Attuazione congiunta (Joint Implementation, JI)

Introduzione

I progetti di Attuazione Congiunta consentono ai Paesi Annex I di collaborare al raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra. Il soggetto proponente (da Paese Annex I, pubblico o privato) può acquisire unità di riduzione delle emissioni (Emission Reduction Units, ERUs) risultanti dai progetti di riduzione delle emissioni implementati in un altro Paese Annex I e utilizzare questi diritti per il rispetto di eventuali obblighi nazionali e/o per venderli su un apposito mercato delle emissioni.

La differenza fra la quantità di gas serra emessa realmente e quella che sarebbe stata emessa senza la realizzazione del progetto (scenario di riferimento) si considera emissione evitata ed accreditata sotto forma di ERUs.

Poiché l'Attuazione Congiunta coinvolge Paesi con un limite alle emissioni, i crediti generati dai progetti sono sottratti dall'ammontare di permessi inizialmente assegnati al paese ospite (AAUs).

Il ricavo aggiunto da un progetto JI dipende da:

- numero di crediti generati (ERUs), che è pari alla differenza fra le emissioni ipotizzate in uno scenario di riferimento e le emissioni realmente certificate durante il ciclo di vita del progetto. Lo scenario di riferimento (baseline) è quello che si sarebbe avuto in assenza del progetto.
- Il prezzo dei crediti: non è fissato a priori ma è stabilito dal mercato delle emissioni anche in funzione delle altre unità del Protocollo di Kyoto (AAUs, CERs). Attualmente sul mercato europeo il prezzo parrebbe oscillare intorno ai 20 €/ton. CO₂eq.

I requisiti richiesti per progetti di JI sono:

- Il Paese che propone ed il paese che ospita il progetto sono inseriti nell'Annex 1 ed hanno ratificato il Protocollo di Kyoto;
- Il progetto deve generare una riduzione delle emissioni di almeno uno dei gas

regolati dal Protocollo di Kyoto (Anidride Carbonica CO₂, Metano CH₄, Protossido di Azoto N₂O, Idrofluorocarburi HFC, Perfluorocarburi PFC, Esafluoro di zolfo SF₆);

- Non ci sono restrizioni per le categorie di progetto, salva l'esclusione dei progetti nucleari;
- La riduzione delle emissioni è addizionale alla situazione che si avrebbe in assenza di tale progetto;
- Deve esistere una metodologia di valutazione quantitativa delle emissioni evitate attraverso misure, stime o altri metodi;
- Il progetto deve essere conforme alle linee guida stabilite per i progetti JI dai singoli paesi se il paese ospitante è abilitato a definire un proprio percorso di progetto. Il percorso seguito da questa tipologia di progetti JI è definito Track I definito da linee guida redatte dal Comitato Supervisore;

Gli attori coinvolti in un progetto JI, oltre i soggetti proponente e ospitante, sono:

- COP/MOP (Conferenza delle Parti/Incontro delle Parti): è la massima autorità e stabilisce le linee guida per i progetti JI e CDM
- Comitato Supervisore: supervisiona le attività dei progetti JI (quali la verifica degli ERUs, l'accreditamento delle Entità Indipendenti), seguendo le linee guida della COP/MOP.
- Entità Indipendente: entità giuridica o organizzazione internazionale accreditata dal Comitato di Supervisione a validare e/o verificare le riduzioni delle emissioni di un progetto JI registrato.

Un progetto di JI si articola in due fasi :

La *FASE PROGETTUALE*:

Durante la fase di preparazione, l'idea progettuale viene sviluppata come progetto JI tenendo in considerazione le regole stabilite dal Comitato Supervisore, le linee guida del Paese proponente ed eventualmente del Paese ospitante. Un progetto JI richiede la produzione di una documentazione che contenga informazioni relative allo scenario di

riferimento, al piano di monitoraggio delle emissioni reali, all'approvazione del paese ospitante ed ad altri requisiti stabiliti dal Protocollo di Kyoto. Nel passaggio alla fase di validazione, la documentazione viene presentata ad un ente accreditato per la validazione. In questa fase il progetto viene esaminato per verificarne la conformità alle regole del Protocollo, del Comitato Supervisore e di eventuali criteri nazionali. Un progetto validato può a questo punto essere presentato al Comitato Supervisore per la registrazione formale presso il Paese ospitante.

La *FASE REALIZZATIVA*:

dopo la realizzazione del progetto stesso, si passa all'attuazione del piano di monitoraggio, durante la quale il progetto deve essere monitorato secondo il piano presentato e i dati pubblicati in un rapporto periodico.

A seguire, un ente accreditato per la verifica revisiona il progetto e valuta se rispetta effettivamente le regole del Protocollo, del Comitato Supervisore e di eventuali criteri nazionali: in definitiva nella verifica si stabilisce se il progetto riduce le emissioni realmente rispetto allo scenario di riferimento proposto inizialmente. Se la verifica è positiva, il Paese ospitante rilascia gli ERUs convertendo un'analogha quantità di AAUs dal registro nazionale.

I crediti di emissione (ERUs) possono essere generati solo da riduzioni avvenute dopo il 2008. I progetti avviati a partire dal 2000, se soddisfano i requisiti necessari, possono lo stesso essere registrati come progetti JI: i crediti di emissione verranno comunque generati dopo il 2008.

*Il ciclo dei progetti JI*⁶

Vi sono due percorsi differenti che si possono seguire nell'implementazione di un progetto JI.

Il primo percorso (Track I) si applica quando:

- sia il Paese ospitante che il Paese investitore sono Paesi Annex I e hanno ratificato

⁶ Da sito internet Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT)

- il Protocollo di Kyoto;
- i requisiti e le procedure relative ai progetti JI stabiliti dal paese investitore e dal paese ospitante sono rispettati;
 - il progetto è addizionale;
 - non sono esaminati dal Comitato Supervisore;
 - il paese ospitante controlla l'eleggibilità del progetto;
 - il paese ospitante definisce lo scenario d'emissione di comune accordo con il paese (o l'impresa) investitore.

Quindi in questo caso è il paese ospitante che decide la procedura da seguire per la registrazione dei progetti, il rilascio dei crediti ed il loro trasferimento all'investitore. L'azienda investitrice deve necessariamente rispettare tali regole.

I criteri e le procedure relativi ai progetti JI non sono ancora stati definiti dai potenziali paesi ospitanti.

Se il paese ospitante non ha elaborato le proprie procedure per i progetti JI, è possibile seguire il secondo percorso per il ciclo di progetto.

Il secondo percorso (Track II) si applica quando il paese ospitante, non è in regola con tutti i requisiti richiesti dal Protocollo di Kyoto o non ha una struttura istituzionale in grado di supervisionare e seguire il progetto in tutte le fasi. In questo caso, il progetto deve essere sottoposto ad un Comitato di Supervisione e seguire un iter simile a quello per i progetti CDM.

Come già detto, lo sviluppo del progetto si articola in due fasi, una progettuale e una realizzativa, a loro volta suddivise in diverse attività:

Fase progettuale

Attività 1 - Idea progettuale e valutazione:

il primo passo necessario per la realizzazione di un progetto JI riguarda la valutazione dell'idea progettuale. E' necessario verificare se l'idea di progetto può, in linea di principio, rispettare i requisiti fondamentali richiesti dal Protocollo di Kyoto. A tale scopo, ad esempio, in Italia si può richiedere il servizio di assistenza dello Sportello Meccanismi del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, attraverso la compilazione di una scheda di pre-valutazione. Lo Sportello Meccanismi compie una valutazione preliminare

dell'idea progettuale e offre assistenza per i passi successivi.

Attività 2 - Documento di progetto:

il proponente prepara un documento di progetto JI (JI-PDD Project Design Document), in particolare:

- controlla che siano soddisfatti i requisiti di partecipazione e di progetto del paese ospitante e di quello investitore;
- realizza uno studio sullo scenario di emissione (baseline) del paese ospitante e prova che il progetto sia addizionale;
- sceglie il piano di monitoraggio delle emissioni più adeguato, in accordo con i criteri previsti dagli Accordi di Marrakech
- predisporre il documento di progetto JI (il format non è stato ancora ufficialmente predisposto ma presumibilmente sarà simile a quello per i CDM)
- richiede l'approvazione scritta del paese ospitante e del paese investitore;
- sceglie un'Entità Indipendente per la validazione.

Attività 3 - Validazione:

il documento di progetto viene sottoposto all'Entità Indipendente prescelta, che lo rende pubblico per 30 giorni, riceve i commenti dei soggetti interessati, stabilisce se i requisiti essenziali siano soddisfatti tenendo in considerazione i commenti ricevuti e infine, entro 45 giorni, rende pubblico il proprio giudizio integrandolo con un sommario dei commenti ricevuti.

Attività 4 - Registrazione:

in caso di giudizio positivo, la fase progettuale si conclude con la registrazione formale del progetto presso il paese ospitante.

Fase realizzativa:

Attività 5 - Realizzazione e monitoraggio:

il proponente realizza il progetto e implementa il piano di monitoraggio descritto nel documento di progetto; inoltre, prepara un rapporto di monitoraggio (monitoring report) sulle emissioni effettivamente realizzatesi e lo presenta all'Entità Indipendente.

Attività 6 - Verifica:

l'Entità Indipendente rende pubblico il rapporto ricevuto, verifica che il monitoraggio e il calcolo della riduzione di emissioni siano stati eseguiti correttamente, e determina la riduzione di emissioni che successivamente saranno trasformate in ERUs, rendendo la

propria decisione pubblica e integrandola con una giustificazione.

Attività 7 - Rilascio degli ERUs:

L'ammontare di riduzione di emissioni determinato dall'Entità viene trasferito dal paese ospitante al paese investitore, ossia le AAUs del paese ospitante vengono trasformate in ERUs e trasferite nel conto del soggetto realizzatore del progetto o del paese investitore. Per rilascio dei crediti si intende la creazione delle ERUs ed il conseguente ritiro di pari quantità di AAUs.

La quantificazione monetaria del ricavo aggiuntivo che si può ottenere da un progetto JI dipende in linea generale da due fattori:

- Il numero dei crediti generati (ERUs): è la differenza fra le emissioni ipotizzate in uno scenario di riferimento e le emissioni realmente monitorate durante il ciclo di vita del progetto.
- Lo scenario di riferimento (baseline): è quello che si sarebbe avuto in assenza dell'attività progettuale..

Il prezzo dei crediti non è fissato e sarà stabilito dal mercato anche in funzione delle altre unità del Protocollo di Kyoto. Come già fatto notare, attualmente sul mercato europeo il prezzo parrebbe oscillare intorno ai 20 €/ton. CO₂eq.

Il Protocollo di Kyoto non limita le tipologie di progetti che possono essere registrati come progetti JI. In linea di principio tutti i progetti che portano una riduzione di emissioni di gas serra sono potenziali progetti JI. Si riporta un elenco non esaustivo, elaborato dal Ministero dell'Ambiente, di alcuni esempi di tipologie di progetti JI basato sulle esperienze maturate ad oggi in ambito nazionale ed internazionale:

Settore	Esempi di progetti
1.(a). Produzione di energia (da fonti rinnovabili)	<ul style="list-style-type: none"> • Conversione/costruzione di generatori di energia elettrica alimentati a biomassa/rifiuti; costruzione d'impianti alimentati da fonti rinnovabili (e.s. eolico, mini idroelettrico, geotermico, solare) • Recupero degli scarti di lavorazione industriale a scopo energetico (e.s. industria della lavorazione del riso, del legno, dello zucchero, della torrefazione del caffè) • ...
1.(b). Produzione d'energia (da fonti non rinnovabili)	<ul style="list-style-type: none"> • Interventi mirati al miglioramento dell'efficienza della generazione di calore (es. ammodernamento boiler) • Interventi mirati al miglioramento dell'efficienza della generazione dell'elettricità (e.s. riqualificazione di una centrale) • Conversione di centrali con combustibili fossili a minore intensità di CO₂ (es. da carbone a metano) • Costruzione di nuovi impianti ad alta efficienza (e.s. cogenerazione, ciclo combinato) • ...
2. Distribuzione d'energia	<ul style="list-style-type: none"> • Interventi mirati al miglioramento dell'efficienza della distribuzione di energia termica (es. ammodernamento rete o costruzione nuova rete di teleriscaldamento) o elettrica (es. riduzione perdite trasmissione) • ...
3. Domanda finale d'energia	<ul style="list-style-type: none"> • Diffusione di apparecchiature ad alta efficienza (es. motori, lampadine, elettrodomestici,..) • Costruzioni di eco-immobili

Settore	Esempi di progetti
	<ul style="list-style-type: none"> • ...
4. Industrie manifatturiere; 5. Industrie chimiche; 6. Costruzioni; 7. Produzione dei metalli	<ul style="list-style-type: none"> • Interventi mirati alla riduzione dei fabbisogni energetici dei processi industriali • Interventi di miglioramento nell'efficienza di processi industriali (es. interventi di conservazione dell'energia nell'industria cartaria, conversione e modifiche di processi nei cementifici, recupero gas di scarico nell'ambito della produzione dell'acciaio, sostituzione di motori industriali) • ...
8. Trasporti	<ul style="list-style-type: none"> • Interventi di riduzione delle emissioni attraverso la trasformazione di veicoli a gas naturale • ...
9. Emissioni diffuse da combustibili (solidi, liquidi e gas); 10. Emissioni diffuse da produzione e consumo di idrofluorocarburi e dell'es fluoruro di zolfo	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione delle perdite dai serbatoi di combustibile o dagli oleodotti • ...
11. Gestione e smaltimento rifiuti	<ul style="list-style-type: none"> • Recupero gas da discarica a fini energetici • ...
12. Afforestazione e riforestazione	<ul style="list-style-type: none"> • Riforestazione di aree abbandonate nei paesi in via di sviluppo • ...

Esempi di tipologie di progetti JI (MATT)

Così come per le tipologie di progetto, anche per quanto riguarda le tecnologie non vi sono linee guida che portano a favorire o ad escludere particolari tecnologie. L'unica tecnologia

esplicitamente esclusa è quella nucleare. Gli unici due requisiti previsti per le tecnologie utilizzabili sono:

- 1) Effettiva riduzione delle emissioni di gas serra
- 2) Possibilità di monitorare le reali emissioni con una metodologia standard o sviluppata appositamente

11.3 Meccanismo di Sviluppo Pulito (Clean Development Mechanism, CDM)

Introduzione

Il Meccanismo di Sviluppo Pulito (Clean Development Mechanism, CDM), regolato dagli Accordi di Marrakech, (Decisione 17/CP.7 - Modalità e procedure per un CDM), è un meccanismo flessibile previsto nell'Articolo 12 del Protocollo di Kyoto che permette a un soggetto pubblico o privato di un Paese Annex I di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra nei Paesi non Annex I (PVS), cioè nei Paesi senza vincoli di emissione.

Lo scopo di questo meccanismo è duplice:

- da una parte permette ai Paesi non Annex I di disporre di tecnologie più pulite ed orientarsi sulla via dello sviluppo sostenibile;
- dall'altra permette l'abbattimento delle emissioni lì dove è economicamente più conveniente e quindi la riduzione del costo complessivo d'adempimento degli obblighi derivanti dal Protocollo di Kyoto.

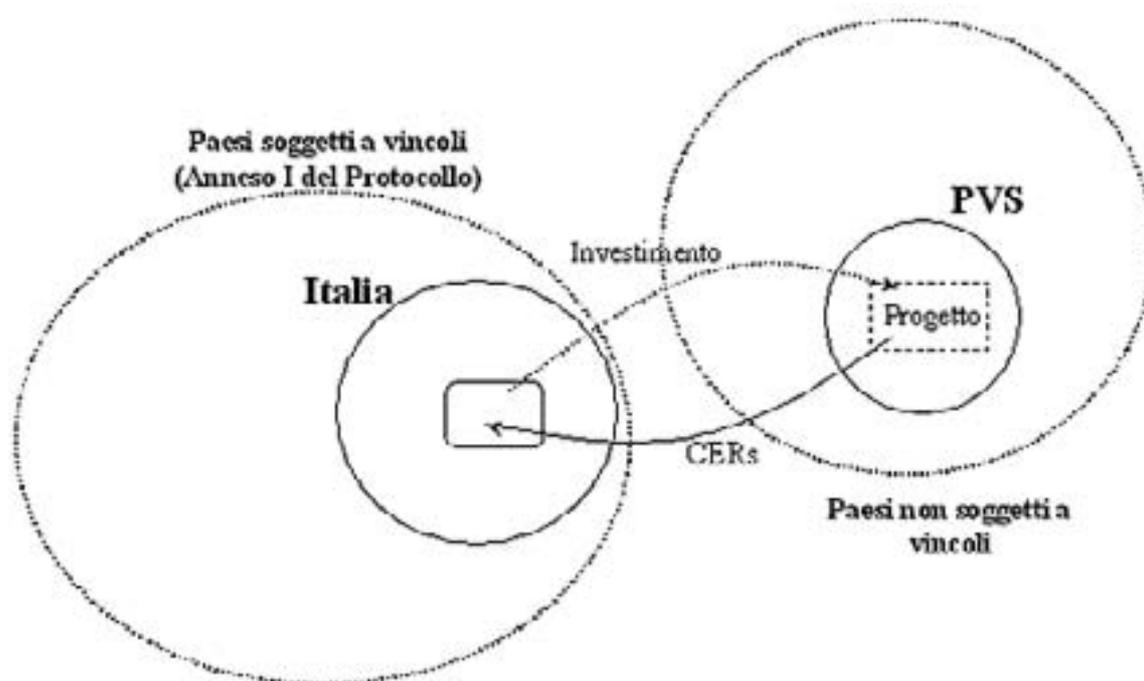
Le emissioni evitate dalla realizzazione dei progetti generano crediti di emissioni o CERs (Certified Emission Reductions) che potranno essere utilizzati per l'osservanza degli impegni di riduzione assegnati.

Il funzionamento di un progetto CDM è il seguente:

- 1) Il soggetto proponente (privato o pubblico) di un Paese Annex I realizza un

progetto in un Paese non Annex I mirato alla limitazione delle emissioni di gas serra

- 2) La differenza fra la quantità di gas serra emessa realmente e quella che sarebbe stata emessa senza la realizzazione del progetto (scenario di riferimento), è considerata emissione evitata ed accreditata sotto forma di CERs
- 3) I crediti CERs possono poi essere utilizzati per il rispetto di eventuali obblighi nazionali o essere venduti sul mercato e/o accumulati.



Schema di funzionamento di un progetto CDM (MATT)

I requisiti necessari per i CDM previsti nel Protocollo di Kyoto sono:

- I paesi che partecipano al progetto devono aver ratificato il Protocollo di Kyoto (cioè ha ratificato il Protocollo);
- Il progetto deve portare ad una riduzione delle emissioni di almeno uno dei gas regolati dal Protocollo di Kyoto (Anidride Carbonica CO₂, Metano CH₄, Protossido di Azoto N₂O, Idrofluorocarburi HFC, Perfluorocarburi PFC, Esafluoro di zolfo SF₆);
- La riduzione delle emissioni è addizionale alla situazione che si avrebbe in assenza

- di tale progetto (scenario di riferimento- baseline);
- Deve esistere una metodologia di valutazione quantitativa delle emissioni evitate attraverso misure, stime o altri metodi;
- Il progetto deve contribuire allo sviluppo sostenibile del paese ospite; inoltre deve essere prevista nel progetto un'analisi degli impatti ambientali e, se il paese ospite lo richiede, una valutazione di impatto ambientale delle attività progettuali;
- Il progetto non deve utilizzare fondi pubblici dell'assistenza allo sviluppo ufficiale (Official Development Assistance) e si dimostrare che il progetto, senza l'incentivo dei crediti, non sarebbe realizzabile;
- Il progetto dovrebbe prevedere il trasferimento di tecnologie "pulite" e non prevedere l'utilizzo di una tecnologia nucleare;

Possono essere considerati progetti CDM le attività avviate dall'anno 2000 e, a differenza di quanto accade per i progetti di JI, i crediti generati dal progetto a partire da tale anno possono essere accumulati ed utilizzati affinché l'Italia rispetti gli obblighi di riduzione delle emissioni di gas effetto serra nel primo periodo d'impegno (2008-2012).

Gli attori coinvolti in un progetto CDM sono:

- COP/MOP: a Conferenza delle Parti/Incontro delle Parti del Protocollo di Kyoto è la massima autorità e stabilisce le linee guida per i progetti CDM e JI.
- Comitato Esecutivo Internazionale per il CDM: il Comitato Esecutivo (CDM EB - Executive Board) è composto da 10 membri e supervisiona le attività dei progetti CDM, sotto l'autorità e seguendo le linee guida della COP/MOP.
- Ente Operativo Accreditato: un Ente Accreditato (DOE- Designated Operational Entity) per i CDM è un'entità giuridica o organizzazione internazionale accreditata e designata dal Comitato Esecutivo in forma provvisoria, in attesa della conferma della COP/MOP. Un Ente Accreditato ha due funzioni principali:
 - Valida la proposta di un progetto CDM e ne richiede la registrazione;
 - Verifica la riduzione di emissioni di un progetto CDM, la certifica e richiede al Comitato Esecutivo (EB) il rilascio dei CERs.

Nella fase di preparazione, l'idea progettuale viene sviluppata come progetto CDM tenendo in considerazione le regole stabilite dal Comitato Esecutivo, le linee guida del Paese investitore ed eventualmente del Paese ospitante. Un progetto CDM richiede la produzione di una documentazione che contenga informazioni relative allo scenario di riferimento, al piano di monitoraggio delle emissioni reali, all'approvazione del paese ospitante ed ad altri requisiti stabiliti dal Protocollo di Kyoto.

La documentazione, completa dello scenario di riferimento e delle modalità di monitoraggio, viene presentata ad un ente accreditato per la validazione. In questa fase il progetto viene esaminato per la conformità alle regole del protocollo, del Comitato Esecutivo e di eventuali criteri nazionali (consenso Paese proponente e Paese ospite).

Un progetto validato può essere presentato al Comitato Esecutivo per la registrazione formale. Il progetto deve essere monitorato secondo il piano presentato e i dati pubblicati in un rapporto periodico. Un ente accreditato per la verifica revisiona il progetto e valuta se rispetta effettivamente le regole del protocollo, del Comitato Esecutivo e nazionali. Il comitato esecutivo, valutato il rapporto di verifica, rilascia i CERs. I crediti vengono rilasciati solo durante il crediting period (il periodo durante il quale il progetto può ricevere i crediti. E' un periodo fisso indipendentemente dalla durata reale del progetto. La durata di tale periodo è fissata in 10 o in 7anni rinnovabile per due volte fino ad un massimo di 21 anni).

Per i requisiti di un progetto CDM valgono le stesse regole descritte nel caso dei progetti JI.

Il ciclo dei progetti CDM⁷

Lo sviluppo del progetto implica il coinvolgimento di attori a diversi livelli: alcuni attori hanno un compito solo di indirizzo e formale, mentre altri devono contribuire operativamente al progetto. Lo sviluppo del progetto si articola in due fasi, una progettuale e una realizzativa, a loro volta suddivise in diverse attività:

Fase progettuale

⁷ Da sito internet Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio (MATT)

Attività 1 - Idea progettuale e valutazione:

il primo passo necessario per la realizzazione di un progetto CDM riguarda la valutazione dell'idea progettuale. E' necessario verificare se l'idea di progetto può, in linea di principio, rispettare i requisiti fondamentali richiesti dal Protocollo di Kyoto. Ad esempio, a tale scopo in Italia si può richiedere il servizio di assistenza dello Sportello Meccanismi del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, attraverso la compilazione della Scheda di Pre-valutazione. Lo Sportello Meccanismi compie una valutazione preliminare dell'idea progettuale e offre assistenza per i passi successivi.

Attività 2 - Documento di progetto:

il proponente prepara un documento di progetto CDM (CDM-PDD Project Design Document) che in particolare include:

- Una descrizione dettagliata dello scenario di emissione (baseline) del paese ospitante, dell'addizionalità del progetto e del piano di monitoraggio delle emissioni;
- I commenti ricevuti da soggetti locali interessati;
- Un'analisi sugli impatti ambientali del progetto;
- Una descrizione dei benefici ambientali addizionali che il progetto potrà generare.

Per lo scenario di emissione e il piano di monitoraggio si può utilizzare una metodologia già approvata oppure si può proporre una nuova metodologia che deve essere autorizzata e registrata dal Comitato Esecutivo (Executive Board).

I progetti CDM devono essere autorizzati dalle Autorità Nazionali Accreditate (Designated National Authorities - DNA) dei paesi coinvolti. Inoltre, il paese ospitante deve confermare che il progetto contribuisce al proprio sviluppo sostenibile.

Attività 3 - Validazione:

il soggetto proponente deve scegliere un Ente Accreditato (DOE - Designated Operational Entity) a cui il documento di progetto viene sottoposto. L'ente accreditato prescelto rende pubblico il documento di progetto per 30 giorni, riceve i commenti dei soggetti interessati, stabilisce qualora i requisiti essenziali per i progetti CDM siano soddisfatti tenendo in considerazione i commenti ricevuti , e infine rende pubblico il proprio giudizio.

Attività 4 - Registrazione:

in caso di valutazione positiva, l'Ente Accreditato (DOE) richiede al Comitato Esecutivo (EB) la registrazione formale del progetto un apposito registro internazionale.

Fase realizzativa

Attività 5 - Realizzazione e monitoraggio:

il proponente realizza il progetto e implementa il piano di monitoraggio delle emissioni descritto nel documento di progetto; prepara un rapporto di monitoraggio (monitoring report) sulle emissioni effettivamente realizzate includendo una stima della riduzione di emissioni generata (CERs) e lo presenta ad un Ente Accreditato che può essere diverso da quello prescelto per la validazione;

Attività 6 – Verifica e Certificazione:

la procedura di verifica consiste in una periodica autonoma revisione, da parte dell'Ente Accreditato, della riduzione delle emissioni effettivamente generata dal progetto durante il periodo di verifica. A tal fine, l'Ente Accreditato analizza il rapporto di monitoraggio ricevuto, verifica che il monitoraggio e il calcolo della riduzione di emissioni siano stati eseguiti correttamente, e determina la riduzione di emissioni che non sarebbero avvenute in assenza del progetto e che successivamente saranno trasformate in CERs. L'Ente Accreditato trasmette una relazione di verifica (verification report) ai partecipanti al progetto, ai Paesi coinvolti e al Comitato Esecutivo, e certifica per iscritto che le riduzioni di emissioni (CERs) sono legittime. L'Ente Accreditato rende pubblici la relazione di verifica (verification report) e la relazione di certificazione (certification report).

Attività 7 - Rilascio degli CERs:

la relazione di certificazione costituisce una richiesta al Comitato Esecutivo per il rilascio dei crediti di emissione (CERs). Il Comitato Esecutivo provvederà a far rilasciare i CERs a favore del soggetto esecutore del progetto. Il 2% dei proventi del progetto saranno trattenuti e destinati ad un fondo per l'adattamento dei paesi in via di sviluppo agli effetti avversi dei cambiamenti climatici.

Small-scale projects

I progetti di piccole dimensioni (small-scale projects) sono progetti che seguono procedure e modalità semplificate, al fine di ridurre i costi e i tempi di esecuzione.

I progetti di piccole dimensioni devono rientrare nelle seguenti definizioni:

1. Progetti che riguardano fonti rinnovabili fino ad una potenza di 15 MW;
2. Attività di miglioramento dell'efficienza che riducono i consumi fino a 15 GWh;
3. Altre attività che riducono le emissioni e che direttamente emettono meno di 15 kt CO₂ equivalente all'anno.

Per tali tipologie di progetti il Comitato Esecutivo ha sviluppato una procedura semplificata, disponibile sul sito della UNFCCC, per la validazione, il monitoraggio e la verifica allo scopo di ridurre i costi di transazione.

Considerazioni

L'impiego del CDM presenta molti vantaggi per l'Italia e le imprese italiane. Ciò soprattutto in considerazione degli elevati costi che si dovrebbero sostenere per migliorare ulteriormente l'efficienza energetica dei nostri processi industriali e ridurre le emissioni di gas serra: a parità di riduzione, è molto meno oneroso intervenire nei paesi in via di sviluppo dove spesso sono presenti impianti caratterizzati da bassa efficienza ed obsoleti, rispetto ad interventi in Italia dove i costi marginali di abbattimento sono più alti.

Oltre ai già citati vantaggi per il nostro paese riguardo l'uso dei meccanismi flessibili in generale, i vantaggi che un'azienda può ottenere dalla partecipazione ad un progetto CDM sono diversi:

- Miglioramento della redditività di un investimento potendo contare sul ricavo che deriva dalla vendita dei CERs
- Esplorazione e potenziale allargamento nei nuovi mercati dei paesi emergenti
- Riduzione dei costi di adempimento di misure nazionali potendo sfruttare la differenza fra i costi marginali di abbattimento
- Miglioramento dell'immagine aziendale percepita dalla opinione pubblica

Il numero dei crediti generati (CERs) dai CDM è pari alla differenza fra le emissioni ipotizzate in uno scenario di riferimento e le emissioni realmente monitorate durante il ciclo di vita del progetto. Lo scenario di riferimento (baseline) è quello che si sarebbe avuto in assenza dell'attività progettuale.

Anche per i CDM, il prezzo dei crediti non è fissato e sarà stabilito dal mercato anche in funzione delle altre unità del Protocollo di Kyoto (attualmente circa 20 €/ton. CO₂eq).

Il Protocollo di Kyoto non limita le tipologie di progetti che possono essere registrati come progetti CDM. In linea di principio tutti i progetti che portano una riduzione di emissioni di gas serra sono potenziali progetti CDM (per alcuni esempi si veda la precedente tabella riportata per i progetti JI).

Anche per quanto riguarda le tecnologie non vi sono linee guida che portano a favorire o ad escludere particolari tecnologie. L'unica tecnologia esplicitamente esclusa è quella nucleare.

Gli unici due requisiti previsti per le tecnologie utilizzabili sono:

1. Effettiva riduzione delle emissioni di gas serra
2. Possibilità di monitorare le reali emissioni con una metodologia standard o sviluppata appositamente.

11.4 Lo Scambio di quote di Emissioni (Emissions Trading Scheme, ETS)

Lo Scambio di quote di emissioni (Emissions Trading Scheme, ETS) è un Meccanismo Flessibile previsto dagli accordi di Kyoto che consente ai Paesi Annex I di scambiare su un apposito mercato permessi di emissione di gas serra. Un soggetto pubblico o privato di un Paese Annex I che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere (ricorrendo all'ETS) i corrispondenti permessi di emissione a un soggetto di un Paese Annex I che, al contrario, non sia stato in grado di abbattere sufficientemente le proprie emissioni.

EU Emissions Trading

La Direttiva 2003/87/CE del 13/10/2003 del Parlamento Europeo e del Consiglio istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità (EU Emissions Trading). L'EU ETS è un sistema di "Cap and Trade" delle emissioni dirette:

- viene fissato un tetto (cap) alle emissioni totali di tutti i partecipanti attraverso l'allocazione delle quote di emissione per un determinato ammontare in uno specifico periodo di tempo;
- ogni anno i partecipanti devono restituire un numero di quote pari alle loro emissioni annuali verificate.

I Settori interessati sono (All.1 della Direttiva):

- Impianti di combustione con potenza calorifica di oltre 20 MW
- Raffinerie di petrolio
- Cokerie
- Impianti di arrostimento o sinterizzazione di minerali metallici
- Impianti di produzione ghisa o acciaio
- Impianti destinati alla produzione di clinker in forni rotativi (più di 500 ton/d) oppure di calce viva(più di 50 ton/d)
- Impianti per la fabbricazione del vetro (più di 20 ton/d)
- Impianti per la fabbricazione di prodotti ceramici (più di 475 ton/d)
- Impianti per la fabbricazione di carta e cartoni (più di 20 ton/d)

In questa prima fase di realizzazione, i meccanismi dell'Emissions Trading sono così definiti:

- Viene istituita una Autorità Nazionale Competente (ANC)
- All'inizio di ogni anno si assegnano le quote di emissione, cioè si definiscono attraverso un Piano Nazionale di Assegnazione (PNA) le autorizzazioni ad emettere CO₂ durante l'anno solare in corso. Il piano esplicita i criteri fissati per la distribuzione annua, ai diversi settori industriali, dei permessi di emissione di CO₂.

Il primo periodo di assegnazione è il triennio 2005-2007. Una quota di emissione corrisponde all'autorizzazione ad emettere una tonnellata di CO₂.

- Ogni anno si procede alla Comunicazione ad un Ente di terza parte indipendente per la verifica delle emissioni: la verifica, per i dati dell'anno precedente, deve avvenire entro la fine di marzo di ogni anno
- Entro la fine di aprile di ogni anno, le quote delle emissioni verificate vengono confrontate con quelle assegnate
- Il “disavanzo”tra quote assegnate e crediti “utilizzati”diventano debiti o crediti di emissione rispetto a permessi di emissione allocati (AAUs) secondo il Piano Nazionale di Assegnazione (PNA)
- Se i debiti non vengono “sanati”con l'acquisto di crediti (disponibili sul mercato) si incorre in sanzioni
- Il deficit di quote sarà sanzionato (40 €/ton nel periodo 2005-2007), mentre il surplus di quote potrà essere venduto o accantonato (banking) per gli anni successivi
- Il valore delle quote di credito dipende dall'evoluzione del mercato europeo
- Secondo la Direttiva cosiddetta “Linking Directive”, i partecipanti all'EU-ETS possono convertire i crediti ottenuti attraverso progetti JI e CDM in quote EU-ETS
- Alla fine del periodo 2005-2007 sono azzerati tutti i crediti-debiti (no banking)

In data 23/02/2006, attraverso il DEC/RAS/074 emesso dal Ministero Dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, sono stati definiti l'assegnazione e il rilascio delle quote di CO₂ per il periodo 2005 – 2007, così ripartite:

- 1 anno 2005: 222,31 Mton CO₂
- 2 anno 2006: 225,88 Mton CO₂
- 3 anno 2007: 221,15 Mton CO₂

L'attuale calendario dell'EU-ETS prevede due fasi, con una terza fase possibile a seguire:

FASE 1:

- 1 PNA 2005
- 2 TRADING 2005 - 2007

FASE 2:

- 1 PNA 2006
- 2 TRADING 2008 – 2012

FASE 3 (IPOTETICA):

- 1 PNA 2011
- 2 TRADING 2013 - 2018

Gli attori principali dell'EU-ETS in Italia sono:

- il Ministero dell'Ambiente definisce il Piano Nazionale d'Assegnazione (PNA) finalizzato alla riduzione dell'ammontare complessivo della CO2 emessa.
- l'A.N.C. (Autorità Nazionale Competente), che definisce le linee guida e le interpretazioni settoriali, rilascia i permessi di emissione di CO2, accredita i soggetti autorizzati a fare le verifiche dei bilanci e la convalida delle emissioni annuali di CO2.
- l'APAT, che raccoglie e gestisce la banca dati sulle emissioni nazionali.

I principali attori Pan-Europei dell' EU-ETS sono:

- IETA (International Emissions Trading Association): svolge la funzione di guida fornendo suggerimenti agli Stati coinvolti in operazioni sull'EU-ETS.
- EA (European Accreditation): stabilisce i regolamenti di accreditamento, di qualifica e di conduzione della verifica.

Registro Emissions Trading

E' la Banca dati computerizzata contenente informazioni sulle specifiche assegnazioni ed i

loro movimenti/commercio: si occupa della gestione delle assegnazioni degli utenti registrati. E' basato su un modello gestionale comune – GRETA – utilizzato da 11 stati membri UE.

Facilita:

- La gestione delle industrie regolate
- Il monitoraggio della conformità e della performance nazionale riguardo gli obiettivi di riduzione

I correntisti possono:

- 'Documentarsi' sulle proprie quote assegnate
- Conoscere il valore corrente delle quote
- Vendere ed acquistare le quote in funzione del suo bilancio annuale effettivo.

11.5 I Bacini di Assorbimento di Carbonio (Carbon Sinks, CS)

I meccanismi flessibili istituiti dal PK consentono di ottenere crediti di carbonio operando sui bacini naturali di assorbimento del carbonio, quali la vegetazione o il suolo.

I Carbon Sinks permettono di compensare le emissioni in eccesso attraverso l'estensione di elementi naturali (boschi, foreste, superfici coltivate) che assicurano un processo di assorbimento naturale dell'anidride carbonica, ottenendo delle unità di rimozione (Removal Units, RMU).

Con il termine sink si intende qualsiasi metodo, processo, attività o meccanismo che viene attuato per sottrarre o rimuovere uno o più gas serra dall'atmosfera e confinarli in modo stabile affinché non tornino in atmosfera. I sinks sono, in pratica, emissioni negative o "crediti di emissione", che si sottraggono alle emissioni effettive di gas serra in atmosfera.

Il settore dell'uso del suolo, dei cambiamenti di uso del suolo e della forestazione (LULUCF, *Land-use, land-use change and forestry*) può fornire alle Parti del protocollo di Kyoto una opportunità, in linea di principio poco costosa, per raggiungere gli obiettivi del protocollo. I sinks più facilmente attuabili sono quelli della forestazione, suddivisa in

afforestazione e riforestazione a seconda se si tratta di forestare un suolo che non aveva in precedenza alcuna foresta o un suolo che aveva una foresta che poi è andata perduta. Con la forestazione, infatti, si crea biomassa a spese della anidride carbonica atmosferica attraverso il naturale processo di fotosintesi clorofilliana delle piante. Anche l'uso del suolo può fornire opportunità vantaggiose per l'attuazione del protocollo di Kyoto, per esempio attraverso forme di recupero della copertura vegetale o forme di immagazzinamento di carbonio organico e nutrienti nei suoli degradati o a rischio di desertificazione (si attuerebbero così anche gli impegni per la lotta contro la desertificazione e per la protezione della biodiversità).

Nel Protocollo di Kyoto è adottato il principio che la cattura del carbonio nelle componenti della biosfera terrestre, con le attività del settore LULUCF, può contribuire a ridurre le emissioni di gas serra e a compensare entro certi limiti, nell'ambito degli impegni di riduzione assunti dai Paesi Annex I, le emissioni derivanti dall'uso di combustibili fossili o da altre attività.

I due punti rilevanti rispetto alla questione dei sinks sono:

- Il ruolo dei sink forestali e del settore LULUCF nel contesto degli impegni di limitazione delle emissioni (Art. 3.3 e 3.4 del PK)
- Le attività forestali consentite nell'ambito del CDM (Clean Development Mechanism, Art. 12 del PK).

L'Art. 3.3 stabilisce che i cambiamenti netti negli stock di carbonio dovuti ad attività umane e legati all'uso del suolo e alle foreste, limitatamente alle attività di riforestazione, afforestazione e deforestazione rispetto al 1990, saranno presi in considerazione per verificare il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni assunti dai Paesi dell'Annex I.

L'Art. 3.4 riguarda la questione delle altre attività antropiche con impatti sugli stock di carbonio legate ai suoli agricoli e al settore LULUCF, inclusa le attività di gestione delle foreste che non rientrano nelle definizioni di afforestazione, riforestazione e deforestazione, rimandando a successive decisioni della COP.

Inizialmente, l'Unione Europea intendeva introdurre l'uso dei sink sia in ambito nazionale, sia in ambito internazionale purché all'interno della cooperazione tra Paesi dell'Annex I,

non ritenendo corretto né far ricorso all'uso del suolo e dei cambiamenti di uso del suolo per ottenere facili crediti alle emissioni, perché non vi erano metodologie scientifiche affidabili per calcolare esattamente le quantità di anidride carbonica immagazzinata dai suoli a seguito di certe pratiche, né tanto meno ritenendo eticamente corretto adottare tecniche di forestazione nei paesi in via di sviluppo per acquisire crediti di emissione da sottrarre ai propri obblighi di riduzione dei gas serra emessi in atmosfera. Inoltre, la forestazione nei paesi in via di sviluppo minacciava l'integrità ambientale del protocollo di Kyoto, perché una forestazione non attentamente eseguita poteva diventare un fatto del tutto temporaneo o poteva addirittura compromettere la biodiversità di molti dei Paesi più poveri, che non erano in grado di valutare la idoneità o meno di una certa forestazione.

La scelta iniziale di esclusiva cooperazione interna ai Paesi Annex I posizione ha trovato notevoli opposizioni e resistenze da parte di diversi paesi, in particolare quelli dell'Umbrella Group (USA, Canada, Giappone, Australia e Nuova Zelanda). Questa situazione ha portato durante la Settima Conferenza delle Parti agli accordi di Marrakesh, secondo i quali non esistono vincoli di principio per un ampio utilizzo dei sink sia in ambito nazionale che internazionale, salvo il fatto che i crediti derivanti dall'uso dei sinks e definiti "removal units" (RMU, misurate in tonnellate di anidride carbonica) possono essere riconosciuti fino ad un certo limite per le attività di gestione forestale.

Inoltre, in base agli accordi di Marrakesh, i crediti acquisibili dai sinks, (cioè le RMU) si possono ottenere oltre che dalle attività di afforestazione e riforestazione (entro certi limiti), anche dalle seguenti attività derivanti dall'uso del suolo e dai cambiamenti di uso del suolo (senza alcun limite, ma con alcuni vincoli): la gestione forestale, la gestione delle aree coltivate, la gestione dei pascoli e la rivegetazione di aree degradate

I punti più significativi degli accordi sono i seguenti:

- sono ammessi progetti di riforestazione (sinks) nell'ambito del CDM. Tali progetti sono limitati ad afforestazione e riforestazione durante il primo periodo di riferimento (commitment period) (2008-2012). Nell'ambito del CDM i progetti di sinks sono limitati ad un massimo dell'1% delle emissioni dell'anno base del paese;
- un ampio gruppo di attività è eleggibile per crediti da sinks (LULUCF, Land Use Land Use Change and Forestry: es. gestione dei raccolti, gestione delle risorse, rivegetazione);

- non vi è un tetto ai crediti da sinks complessivamente; al contrario, si pone un tetto ai crediti derivanti dalle attività di forest management. In aggregato, essi sono limitati a circa il 3.4% dell'ammontare assegnato ai paesi Annex I. Ciò significa che il 5,2% di riduzione potrà essere realizzato per il 3,4% attraverso interventi di management forestale e per il rimanente 1,8% ricorrendo ad interventi domestici oppure ai meccanismi di Kyoto.
- viene creata una nuova unità di credito vendibile sul mercato, la Removal Unit (RMU), derivante da riduzioni di emissioni di gas serra derivanti da attività di LULUCF (anche attraverso progetti di JI) nei paesi Annex I.
- viene decisa la perfetta fungibilità tra le unità (CER, ERU e RMU), ovvero esse saranno trattate come uguali. Ciò implica un mercato più liquido.
- viene concesso il banking dei differenti permessi (allowances) (CER, ERU e RMU) in eccesso rispetto a quelle necessarie a rispettare il target. Per le CER e le ERU il banking è consentito nella misura del 2.5% dell'assigned amount del Paese, ovvero del target di emissione. Al contrario, per le RMU il banking non è consentito.

Si è decisa l'adozione di 2 tipi di crediti forestali:

- “temporary CER” o tCER che sono validi solo per il primo periodo di adempimento 2008-2012
- “long term CER” o ICER che includono sia progetti validi per 20 anni con la possibilità di due rinnovi (60 anni), sia progetti validi per 30 anni senza alcun rinnovo

Per ogni Paese sono stati stabiliti dei limiti ai crediti potenzialmente raggiungibili con la gestione forestale. Per l'Italia tale limite è 0.18 milioni di tonnellate di carbonio (MtC).

Per la definizione delle metodologie standard di analisi e valutazione dei sinks, di quantificazione numerica dei sinks e di contabilizzazione delle RMU, nonché per individuare i metodi di verifica e controllo, la Conferenza delle Parti della UNFCCC (COP) ha incaricato l'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) di mettere a punto un apposito manuale contenente tutti i metodi e gli standards richiesti. L'IPCC ha effettuato il lavoro richiesto ed ha pubblicato di recente un volume sul LULUCF (disponibile sul sito internet di IPCC).

Se la forestazione rappresenta un sink, appare logico che la deforestazione debba rappresentare una sorgente di emissione. Infatti, la deforestazione, causando un mancato assorbimento della anidride carbonica atmosferica e un mancato immagazzinamento del carbonio come sostanza organica nella vegetazione e nei suoli, equivale alle emissioni di anidride carbonica.

I Paesi in via di sviluppo che stanno procedendo con deforestazioni intensive dovrebbero quindi, in linea di principio, contabilizzare come emissioni di anidride carbonica la distruzione delle loro foreste. Questa osservazione non riguarda il protocollo di Kyoto, per il quale i Paesi in via di sviluppo sono esonerati da obblighi di riduzione delle loro emissioni, quanto il post Kyoto.

La deforestazione nei Paesi in via di sviluppo, tenendo conto delle condizioni critiche di sviluppo economico, potrebbe non apparire prioritario rispetto ad altri problemi.

Tuttavia, il processo di deforestazione nei Paesi in via di sviluppo, gran parte frutto di speculazione da parte di molte imprese multinazionali che utilizzano le aree deforestate per agricoltura intensiva e a basso costo (soprattutto per la produzione di soia) o per allevamenti zootecnici intensivi, oltre che per commercializzare il legname ricavato dai disboscamenti, ha assunto dimensioni sempre più allarmanti e procede a ritmi sempre più accelerati.

Su richiesta di Papua Nuova Guinea, questo problema è stato rimesso in discussione nella COP-11 di Montreal dove si è deciso finalmente di affrontare e risolvere la questione in termini di emissioni di anidride carbonica da attribuire a quei Paesi che praticano la deforestazione. Ciò per porre un freno a questo processo di deforestazione, fornendo una adeguata e corretta assistenza per lo sviluppo dei paesi poveri volta ad evitare pratiche insostenibili di uso del suolo e delle foreste.

12. Conclusioni

L'attuale situazione nazionale, ancora lontana dall'obiettivo Kyoto e con andamenti di emissioni di gas serra in crescita, richiede l'adozione di misure strategiche rapide ed efficaci nel breve periodo. L'applicazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico risulta possedere entrambe le caratteristiche.

Fra le misure strategiche proposte nel Piano Nazionale per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra viene sovente citato, specialmente nel settore elettrico, il ricorso alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

In merito agli scenari di produzione elettrica nel periodo 2004 - 2010, si è potuto osservare che il contributo del petrolio è sempre più marginale, a fronte di un consistente aumento di produzione da gas naturale e di un aumento di produzione da carbone, che si prevede comunque si arresti dopo il 2010 con trend successivi di sfruttamento in diminuzione.

L'aumento auspicato in tali scenari per le fonti rinnovabili appare decisamente insufficiente rispetto alle sue reali potenzialità di applicazione e conseguente ricaduta positiva in termini ambientali.

Gli scenari elaborati a partire dall'ipotesi di sostituzione di una risorsa o più risorse di tipo fossile con una o più risorse di tipo rinnovabile hanno evidenziato che:

- l'effetto di sostituzione di una fonte fossile con una o più fonte rinnovabili risulta particolarmente efficace nel caso che la fonte fossile sostituita sia il carbone;
- delle tre fonti rinnovabili considerate, la più efficace in tutti gli scenari per la riduzione di emissioni di gas serra risulta la fonte eolica;
- la differenza di vantaggio fra le rinnovabili o il mix di rinnovabili considerate sulla riduzione delle emissioni appare meno significativa rispetto alla scelta della fonte convenzionale da sostituire.

Si è potuto quindi constatare:

- un **effetto carbone**: la sostituzione di questa fonte fossile è risultata la più efficace in termini di abbattimento di emissioni di gas serra, rispetto alla scelta di una sottrazione al mix di fossili o alle altre fonti fossili considerate;

- un **effetto tecnologia** che si intreccia con l'effetto carbone: la sostituzione di un ciclo a vapore a polverino di carbone con un ciclo combinato con gassificazione integrata del carbone permette una riduzione ulteriore di emissioni che oscilla da circa il 2% a circa il 5% sulle emissioni già risparmiate.

Il Piano Nazionale di Riduzione delle Emissioni prevede un utilizzo dei Meccanismi Flessibili che consentirebbe, per le misure approvate o decise nel settore pubblico, attraverso JI e CDM, una riduzione totale di 12 Mt CO₂ eq./anno nel periodo 2008-2012, mentre dalle misure addizionali per l'impiego dei meccanismi potrà aggiungersi una riduzione potenziale compresa fra 20 e 48 Mt CO₂ eq./anno. Gli interventi di afforestazione e riforestazione dovrebbero consentire una riduzione equivalente di emissioni pari a 10,2 Mt CO₂ eq.

Anche relativamente all'adozione dei Meccanismi Flessibili la generazione elettrica rappresenta un bacino di grande potenzialità per i progetti JI e CDM, pertanto i risultati illustrati in questo lavoro possono fornire utili indicazioni per scelte strategiche volte alla riduzione delle emissioni sia in relazione alla produzione di energia elettrica per il fabbisogno nazionale sia per la realizzazione di progetti internazionali incentrati sul settore elettrico.

Riferimenti Bibliografici e Fonti

- Terza Sessione Plenaria della Conferenza delle parti (COP3), *Il Protocollo di Kyoto* (dicembre 1997)
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2001* (IPCC Third Assessment Report)
- ENEA, Unità di Agenzia per lo Sviluppo Sostenibile, *Rapporto Energia e Ambiente 2005* (gennaio 2006)
- ENEA (a cura di Carlo Manna), *LE FONTI RINNOVABILI 2005: Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità* (novembre 2005)
- Ministero delle Attività Produttive, *Bilancio Energetico Nazionale 2004* (novembre 2005)
- GRTN SpA, *Energia elettrica da Fonti Rinnovabili: Bollettino per l'anno 2004 (+ Allegati)*
- Ministero delle Attività Produttive, Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie, *Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020* (maggio 2005)
- GRTN SpA, *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia Anno 2004*
- Presidenza del Consiglio dei Ministri, *Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra* (Delibera CIPE n.137 del 19/11/1998)
- Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio, Ministero dell'Economia e delle Finanze, *Piano nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra - 2003-2010* (Delibera CIPE n.123 19/12/2002)

- NORME ISO 14040
- E.A. Alsema (Utrecht University) & M.J. de Wild-Scholten, *Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production* (novembre 2005)
- Commissione Europea, *ENERGIA PER IL FUTURO: LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità* (dicembre 1995)
- ENEA, *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle Fonti Rinnovabili* (Aprile 1999)
- ISSI, *Aspetti ambientali del ciclo del gas naturale* (Luglio 2005)
- Meli S., *Emissioni di gas serra nella generazione elettrica: confronto tra fonti fossili* (aprile 2005)
- Zerlia T. (2003), *Emissioni di gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili utilizzati per la produzione termoelettrica: considerazioni e ricadute nello scenario energetico italiano* (La rivista dei combustibili Vol. 57 fasc. I, 2003)
- FV Fotovoltaici (Periodico trimestrale), *N°1 2005*
- European Commission Joint Research Center, *PV Status Report 2004*
- Osservatorio sulla Politica Energetica Fondazione Einaudi, *Il Protocollo di Kyoto, i Meccanismi Flessibili e gli effetti attesi sul Sistema energetico Nazionale* (luglio 2004)
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Land Use, Land-Use Change, and Forestry* (2000)

- Sito del Ministero dell'Ambiente: <http://www.minambiente.it/st/default.aspx>
- Sito Enel: <http://www.enel.it/>
- Sito Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change): <http://unfccc.int/2860.php>
- Sito European Environment Agency: http://www.eea.europa.eu/main_html
- Sito EWEA (European Wind Energy Association): <http://www.ewea.org/>
- Sito AWEA (American Wind Energy Association): <http://www.awea.org/>
- Sito Edison SpA: <http://www.edison.it/index.html>
- Sito Ecoinvent Centre: <http://www.ecoinvent.ch/en/index.htm>