

**Produzione di energia elettrica
ed emissioni di gas serra
(Strategie di mitigazione delle emissioni)**

Antonio Caputo, APAT

Presentazione

Gli accordi di Kyoto prevedono, per le nazioni firmatarie, la riduzione delle emissioni di sei gas ritenuti responsabili dell'effetto serra e del progressivo aumento della temperatura del pianeta (anidride carbonica CO₂, protossido di azoto N₂O, metano CH₄, idrofluorocarburi HFC, perfluorocarburi PFC, esafluoruro di zolfo SF₆).

Questo rapporto si concentra sugli effetti ambientali (emissioni di GHG) dovuti alla produzione di energia elettrica in seguito all'utilizzo di combustibili fossili. L'obiettivo del lavoro è considerare le emissioni di gas serra dovute alle fasi di estrazione, trasporto e combustione per le fonti fossili considerate. Dei sei gas serra, la CO₂ è emessa in maggiori quantità dai processi energetici, seguita da CH₄ e N₂O, mentre HFC, PFC e SF₆, sebbene compresi negli accordi di Kyoto, sono emessi da processi non energetici (ENEA, 2005a) e non saranno pertanto oggetto del presente lavoro.

La produzione elettrica rappresenta una delle attività che comporta il maggior quantitativo di emissioni serra insieme al settore dei trasporti, tuttavia, diversamente dai trasporti, nel settore della produzione elettrica le emissioni avvengono a livello di sorgenti puntiformi. Tale requisito consente l'adozione di misure strategiche efficaci per la riduzione delle emissioni (espansione dei cicli combinati, utilizzo di fonti rinnovabili, ecc.) e l'applicazione di nuove tecnologie per l'abbattimento dei gas serra, come la cattura ed il sequestro di CO₂.

Inoltre, secondo la delibera CIPE n. 123 del 2002 *“la generazione elettrica rappresenta un bacino di grande potenzialità per i progetti JI e CDM per almeno tre ragioni: i) è in forte crescita, soprattutto nelle economie in via di sviluppo; ii) è all'origine di una quota rilevante delle emissioni di CO₂; iii) indipendentemente dai progetti di CDM e JI, si prevedono significativi investimenti dei paesi Annex I”*.

Questo lavoro fornisce un'analisi delle emissioni serra cosiddette *upstream* (nella fase che precede la combustione delle risorse fossili), in relazione alle attività di estrazione e trasporto dei combustibili utilizzati per la produzione elettrica. In base ai dati forniti dal Ministero delle Attività Produttive (Bilancio Energetico Nazionale 2004) ed ai fattori di emissione dei gas serra forniti da IPCC (1996, 2000a) sono considerate le emissioni che avvengono in ogni paese produttore ed associate alla risorsa utilizzata sul territorio nazionale. L'analisi delle emissioni è condotta attraverso la tecnica di Monte Carlo per considerare l'incertezza associata ad ogni stima.

Attraverso la quantificazione delle emissioni, il presente lavoro vuole inoltre fornire un contributo per la valutazione delle strategie mitigative che è possibile utilizzare nel contesto degli adempimenti richiesti dal Protocollo di Kyoto e, più in generale, per la mitigazione delle emissioni atmosferiche di carbonio.

“...il tempo libero dell'*animal laborans* non è mai speso altrimenti che nel consumo, e più tempo gli rimane, più rapaci e insaziabili sono i suoi appetiti.”

Hannah Arendt

“Un uomo non dovrebbe mai vergognarsi di ammettere di avere avuto torto. Che poi equivale a dire che oggi è più saggio di quanto non fosse ieri.”

Jonathan Swift

“Ogni consumo di pillole antidepressive va ad aumentare il Prodotto Nazionale Lordo.”

Arne Naess

INDICE

1. Introduzione	5
2. Scenari di emissione di gas serra	6
3. Produzione di energia elettrica (anno 2004)	10
3.1. Mix di risorse	10
3.1.1. Gas naturale	11
3.1.2. Carbone	12
3.1.3. Petrolio	13
3.1.4. Fonti rinnovabili	14
4. Emissioni di gas ad effetto serra (GHG)	15
4.1. Introduzione	15
4.2. Fase di precombustione	18
4.2.1. Gas naturale	18
4.2.2. Carbone	31
4.2.3. Petrolio	43
4.2.4. Confronto tra combustibili fossili	53
4.3. Fase di combustione	58
4.4. Emissioni totali (precombustione+combustione)	61
5. Strategie di mitigazione della CO ₂	66
5.1. Sequestro della CO ₂	66
5.1.1. Sorgenti di CO ₂	68
5.1.2. Cattura della CO ₂	69
5.1.3. Trasporto della CO ₂	73
5.1.4. Confinamento della CO ₂	76
5.1.5. Costi e potenzialità economiche della CCS	82
5.1.6. Casi studio e progetti	87
5.2. Utilizzo di fonti rinnovabili	89
5.2.1. Produzione elettrica ed emissioni serra con utilizzo di fonti rinnovabili	90
5.3. Sink biologici di carbonio	100
6. Conclusioni	108
7. Bibliografia	111

1. Introduzione

Il protocollo di Kyoto, adottato nel dicembre 1997 dalla terza Conferenza dei paesi firmatari della Convenzione sui cambiamenti climatici adottata nel 1992 (UNFCCC), mira alla riduzione delle emissioni dei principali gas serra e promuove la protezione e l'espansione forestale ai fini dell'assorbimento dell'anidride carbonica (CO₂) proveniente prevalentemente dai consumi di energia.

La riduzione dei gas serra da parte dei paesi firmatari deve essere attuata entro il periodo 2008-2012 (media annuale dell'intervallo) rispetto ai livelli di emissione di anidride carbonica, metano e ossido di azoto del 1990. Gli obiettivi stabiliti sono diversi per ogni paese e variano dalla stabilizzazione, come nel caso della Russia, a precise percentuali di riduzione delle emissioni: per l'Unione Europea (UE) la riduzione è dell'8%, l'obiettivo per l'Italia è la riduzione del 6,5%.

Il protocollo prevede la possibilità di raggiungere gli obiettivi stabiliti con misure di intervento a livello nazionale e attraverso programmi realizzati in cooperazione tra più paesi. Per consentire alle Parti dell'Allegato I della Convenzione di affrontare i propri impegni in modo economicamente efficiente, il Protocollo prevede tre "meccanismi di flessibilità": *Joint Implementation* (JI), *Clean Development Mechanism* (CDM) ed *Emission Trading* (ET).

I primi due meccanismi sono concettualmente simili (Bettelheim e d'Origny, 2004) e consentono di accreditare le riduzioni delle emissioni ottenute attraverso progetti di cooperazione tra paesi; tali progetti sono finalizzati alla riduzione delle emissioni attraverso la diffusione e l'impiego delle tecnologie più efficienti. Secondo la JI, un organismo legale (pubblico o privato), individuato all'interno dei paesi dell'Allegato I, finanzia la riduzione o la rimozione delle emissioni di un altro paese dell'Allegato I, acquistando "unità di riduzione delle emissioni" (ERU, *Emissions Reduction Unit*). Se il finanziamento avviene nei confronti di paesi non individuati dall'Allegato I, si ricade nei CDM, acquistando "riduzioni di emissione certificate" (CER, *Certified Emissions Reduction*). Gli ERU ed i CER sono conteggiati ai fini della riduzione delle emissioni del paese finanziatore. Infine il meccanismo delle *Emission Trading* prevede la possibilità del commercio delle emissioni tra paesi industrializzati o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni serra, superiori al proprio obiettivo, potrà cedere tali "crediti" ad un paese o ad una società che non sia in grado di abbattere sufficientemente le proprie.

Nel contesto definito dai meccanismi di flessibilità previsti dal protocollo di Kyoto trovano pieno riconoscimento "le iniziative di forestazione che concorrono al raggiungimento degli obiettivi grazie alla capacità di assorbimento di CO₂ delle foreste" (Del. CIPE n. 123, 2002).

I capi di governo dell'Unione Europea nel giugno del 2001 a Goteborg hanno deciso la ratifica del protocollo di Kyoto, formalmente avvenuta il 4 marzo 2002 da parte del Consiglio dei Ministri dell'Ambiente. Con tale decisione, gli Stati Membri si sono impegnati a completare il processo di ratifica in sede nazionale entro il giugno 2002. L'Italia ha provveduto con la legge 120/2002 a tale ratifica. Il lungo processo di adesione al Protocollo di Kyoto si è concluso con l'adesione della Federazione Russa (che ha portato in dote il suo 17,4% delle emissioni mondiali) determinando l'entrata in vigore del Trattato dal 16/01/2005.

2. Scenari di emissione di gas serra

Nel Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas serra (Del. CIPE n. 123, 2002, di seguito indicato come “Piano”) sono stati analizzati gli scenari tendenziali e di riferimento per le emissioni di GHG (*Greenhouse Gasses*) per il 2010 in relazione all’obiettivo di riduzione per l’Italia del 6,5% nel periodo 2008-2012 rispetto alle emissioni del 1990.

Lo *scenario tendenziale* elaborato dal CIPE è basato sulla legislazione vigente (nel 2002) e sugli andamenti delle emissioni di gas serra derivanti da combustione di fonti energetiche e da altre fonti. Inoltre, per quanto riguarda i settori di maggior rilevanza, come il settore elettrico, vengono considerate le misure d’intervento già avviate nel 2002. Lo *scenario di riferimento*, invece, considera misure di riduzione delle emissioni “già individuate, ancorché non attuate” (Del. CIPE n. 123, 2002).

Nell’anno di riferimento 1990 sono stati emessi 521,0 Mt CO₂eq., escluso l’impatto del suolo e delle foreste che, per l’anno di riferimento, non rientra nel computo delle emissioni ai fini dell’obiettivo di riduzione da raggiungere. L’obiettivo di riduzione per l’Italia è quindi fissato ad un quantitativo di emissioni di 487,1 Mt CO₂eq. (521,0-33,9 Mt CO₂eq.) nel periodo 2008-2012, calcolato come media annuale del periodo.

In Tabella 1 sono riportate le emissioni di gas serra (Mt CO₂eq.) calcolate per gli anni trascorsi e previste per il 2010 dallo scenario tendenziale.

Tabella 1 - Emissioni di gas serra (Mt CO₂eq.) per gli anni 1990 e 2000 e proiezioni tendenziali delle emissioni per il 2010 (da Del. CIPE n. 123, 2002).

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

L’obiettivo di riduzione rispetto ai risultati dello scenario tendenziale è quindi di 92,6 Mt CO₂eq. Partendo dallo scenario tendenziale, a legislazione vigente, sono state previste alcune misure di riduzione delle emissioni che conducono allo scenario di riferimento con emissioni totali pari a 528,1 Mt CO₂eq. Gli interventi previsti dal Piano, inclusi quelli relativi ai crediti di carbonio ottenibili da progetti di *Joint Implementation* e *Clean Development Mechanism*, inerenti esclusivamente attività per l’assorbimento del carbonio nel settore dell’uso del suolo e della forestazione, potranno consentire riduzioni di emissioni per 51,8 Mt

CO₂eq./anno nel periodo 2008-2012. In Tabella 2 sono riportate le riduzioni previste per ogni settore di intervento:

Tabella 2 – Riduzione delle emissioni di CO₂eq. nel periodo 2008-2012 rispetto allo scenario tendenziale in relazione alle politiche approvate o decise (da Del. CIPE n. 123, 2002).

SETTORE	Riduzione nel periodo 2008-2012 (Mt 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%

Dai dati riportati è evidente che tra gli interventi previsti quelli che comportano le maggiori riduzioni di emissioni riguardano il settore energetico (50,2%) ed i crediti di carbonio derivanti da progetti JI e CDM (23,2%).

In Tabella 3 sono riportate le emissioni di gas serra (Mt CO₂eq.) relative allo scenario di riferimento al 2010 per i diversi settori produttivi.

Tabella 3 - Emissioni di gas serra (Mt CO₂eq.) per gli anni 1990, 2000, proiezioni delle emissioni per il 2005 e dello scenario di riferimento per il 2010 (da Del. CIPE n. 123, 2002).

SETTORE	1990	2000	2005	2010
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 emis., trasp. 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, SF6 e solventi)	3,1	3,8	9,3	16,7
TOTALE	521,0	546,8	540,4	540,1

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

La riduzione prevista per le industrie energetiche (soprattutto il settore termoelettrico) è in grado di portare le emissioni del settore sotto i livelli del 1990 a fronte di una crescita della

domanda di energia elettrica considerata prossima al 2% annuo, con un incremento della richiesta sulla rete da 298,5 TWh nel 2000 a 364,0 TWh nel 2010 secondo le previsioni del Piano. Di seguito, in Tabella 4, sono riportati i dati relativi al bilancio del settore elettrico secondo le proiezioni del Piano in relazione alle diverse fonti primarie:

Tabella 4 – Bilancio della produzione elettrica per il 2000 e previsto per il 2010 (da Del. CIPE n. 123, 2002).

	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

Dai dati previsti nei suddetti scenari è evidente che per raggiungere l'obiettivo di Kyoto si dovrà ottenere una ulteriore riduzione delle emissioni di 41,0 Mt CO₂eq., mediante l'individuazione di altre misure di riduzione delle emissioni. La stima approssimativa della riduzione delle emissioni che le misure proposte potranno indurre è tra 53,0 e 95,8 Mt CO₂eq. ripartiti tra i vari settori di intervento secondo quanto riportato nella seguente Tabella:

Tabella 5 – Ulteriori misure di riduzione delle emissioni di CO₂eq. per il periodo 2008-2012 (da Del. CIPE n. 123, 2002).

SETTORE	Riduzione nel periodo 2008-2012 (Mt 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

Da quanto detto emergono due punti fondamentali:

1. il settore energetico 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) può assicurare il raggiungimento dell'obiettivo previsto per l'Italia;
2. le misure inerenti l'uso del suolo e della forestazione per la generazione e certificazione dei crediti di carbonio presentano elevati potenziali per la riduzione delle emissioni inoltre, *“si tratta delle misure che comportano i costi per tonnellata equivalente di CO₂ più bassi tra quelli considerati”* nel Piano.

Riguardo al primo punto si riporta quanto espresso dal Piano (Del. CIPE n. 123, 2002):

“Nel corso delle consultazioni con gli operatori, sono emerse potenzialità di CDM da parte di ENI pari a un massimo di circa 20 Mton CO₂ da riduzione di gas flaring e gas venting in paesi in cui ENI ha interessi minerari.

Ad esempio, azioni di riduzione perseguibili in “campi olio” in Nigeria possono produrre abbattimenti di circa 12 Mt/a di CO₂eq, utilizzando tecnologie differenti quali reiniezione in giacimento, generazione elettrica da cicli combinati a gas, processi di liquefazione del gas naturale (treni LNG) ecc.

Al momento sono pressoché completi gli studi tecnici relativi agli impianti in questione che rendono possibile la realizzazione degli stessi entro brevissimo tempo dallo start up.

I progetti di abbattimento delle emissioni da flaring-venting hanno caratteristiche rispondenti ai criteri di addizionalità richiesti per il riconoscimento CDM e come tali apporterebbero un notevole contributo in termini di riduzione di CO₂eq per l'Italia.”.

In relazione ai dati delle emissioni di CO₂eq. previste dalla Delibera del CIPE per lo scenario tendenziale per il 2005 (540,4 Mt) e per lo scenario tendenziale e di riferimento per il 2010 (rispettivamente 579,7 Mt e 540,1 Mt), è utile riportare il confronto con il dato stimato dall'Inventario Nazionale delle Emissioni per il 2004 (APAT, 2006); la quantità totale di emissioni nel 2004 è stata pari a 583,33 Mt. Tale cifra supera di 3,63 Mt CO₂eq. le emissioni previste per il 2010 dallo scenario tendenziale e di 43,23 Mt CO₂eq. le emissioni previste per lo stesso anno considerando le misure di mitigazione delle emissioni. E' ragionevole prevedere che nel periodo 2008-2012 il *gap* da colmare per il rispetto degli impegni stabiliti dal Protocollo di Kyoto sarà ben più elevato di quanto previsto dalla Delibera CIPE.

3. Produzione di energia elettrica (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, 2005a). 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.

3.1. Mix di risorse

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

Tabella 6 – Fabbisogno energetico nazionale per il 2004 (dati MAP 2005a).

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%

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

Tabella 7 – Bilancio energetico nazionale per la trasformazione in energia elettrica nel 2004 (dati MAP 2005a).

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%

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 in Tabella 8:

Tabella 8 – Totale impieghi finali nel 2004 (dati MAP 2005a).

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 ¹	25,409	17,6%
Totale	144,003	100,0%

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 (2005a) 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.

3.1.1. Gas naturale

Nel 2004 il consumo interno lordo di gas naturale in Italia ammonta 66,502 Mtep e le importazioni hanno coperto l’84,2% di tale fabbisogno (MAP, 2005a). Circa il 96% del gas naturale importato tramite condotta proviene da tre aree geografiche (Russia, Algeria e Paesi Bassi). Una minima parte proviene sottoforma di GNL dall’Algeria e tramite condotta dalla Libia. Si prevede che le quote di importazione di GNL tramite navi metaniere e di gas naturale in condotta dalla Libia diventeranno più consistenti in futuro (ENEA, 2005a).

Tabella 9 – Quantità di gas naturale importato nel 2004 (% da ENEA 2005a).

Paese di provenienza	Quantità (Mtep)	Percentuale
Russia	20,449	36,5%
Algeria (pipeline)	19,832	35,4%
Paesi Bassi, Norvegia	13,502	24,1%
Algeria (GNL)	1,681	3,0%
Libia	0,560	1,0%
Totale importato	56,024	100,0%

La produzione nazionale di gas naturale è stata di 10,693 Mtep (MAP, 2005a). Rispetto

¹ L’energia elettrica è un vettore di energia, non una fonte primaria.

al consumo interno lordo di gas naturale la quantità di combustibile utilizzata per la produzione di energia elettrica è stata del 35,8% (23,803 Mtep). Nel 2004 la produzione lorda di energia elettrica tramite combustione di gas naturale è stata di circa 129,7 TWh (11,152 Mtep; ENEA, 2005a) con una resa² pari al 46,9%. Pertanto considerando la produzione lorda di energia elettrica nel 2004 pari a 303,321 TWh, la quota derivante dall'utilizzo di gas naturale è stata del 42,8% (GRTN, 2005; ENEA, 2005a).

3.1.2. Carbone

La quantità di combustibili solidi utilizzati per il consumo interno lordo nel 2004 è stata di 17,082 Mtep (MAP, 2005a) e la quantità dovuta all'importazione è stata di oltre il 99,4% (16,988 Mtep). L'Italia importa via mare quasi la totalità del proprio fabbisogno di carbone (ENEA, 2005a). Le aree geografiche di provenienza del carbone, sono molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale: i primi cinque paesi rappresentano il 78,8% del carbone importato e sono il Sud Africa (22,9%), l'Indonesia (22,8%), l'Australia (12,1%), la Colombia (11,3%) e gli USA (9,6%), quote inferiori, sebbene consistenti, provengono anche dal Canada, dalla Cina, dalla Russia e dal Venezuela.

Tabella 10 – Quantità di carbone importato nel 2004 (dati ENEA 2005a).

Paese di provenienza	Totale carbone (tonnellate)	Percentuale
Sud Africa	5.901.718	22,91%
Indonesia	5.866.823	22,77%
Australia	3.120.256	12,11%
Colombia	2.922.558	11,34%
USA	2.477.539	9,62%
Russia	1.901.520	7,38%
Cina	1.144.632	4,44%
Canada	910.771	3,54%
Venezuela	788.083	3,06%
Ucraina	385.243	1,50%
Polonia	119.000	0,46%
Egitto	110.744	0,43%
Giappone	79.984	0,31%
Bosnia-Erzegovina	18.748	0,07%
Germania	9.301	0,04%
Slovenia	5.646	0,02%
Francia	584	0,002%
Totale importato	25.763.150	100,0%

Tra i diversi tipi di carbone importato la quota più consistente è rappresentata dal carbone da vapore (74,9%) seguito da carbone da coke (19,7%), da carbone metallurgico

² Rapporto percentuale tra Mtep di energia elettrica prodotta e Mtep di risorsa utilizzata per la trasformazione in energia elettrica.

(4,2%) e da altri tipi di carbone (1,1%), la lignite rappresenta un marginale 0,03%. La produzione nazionale di carbone è stata molto esigua e pari a 0,556 Mtep costituita prevalentemente da sottoprodotti (bassi prodotti, calore di recupero, gas da acciaierie ad ossigeno, etc.) e da carbone da vapore (MAP, 2005a).

La quantità di carbone utilizzata per la produzione di energia elettrica nel 2004 è stata di 12,147 Mtep pari al 71,1% del consumo interno lordo dei combustibili solidi. Nel 2004 la produzione di energia elettrica utilizzando combustibili solidi è stata di 47,2 TWh (4,058 Mtep; ENEA, 2005a) con una resa complessiva pari al 33,4%. Relativamente alla produzione lorda di energia elettrica nel 2004 la quota derivante dall'utilizzo di combustibili solidi è stata del 15,0% (ENEA, 2005a).

3.1.3. Petrolio

La produzione nazionale di prodotti petroliferi è di 5,445 Mtep, considerando una attività di importazione e di esportazione pari rispettivamente a 107,807 e 25,016 Mtep il consumo interno lordo nazionale nel 2004 ammonta 87,957 Mtep (MAP, 2005a). La quantità di greggio importato è di 86,9 Mt proveniente dalle aree geografiche riportate nella seguente tabella.

Tabella 11 – Quantità di petrolio importato nel 2004 (dati ENEA 2005a).

Area geografica	Quantità (Mt)	Percentuale
Africa	32,5	37,4%
Medio Oriente	28,0	32,2%
ex URSS	23,3	26,8%
Mare del Nord	3,2	3,7%
Totale importato	87,0	100,0%

Della quantità importata dai paesi africani la maggior parte è rappresentata dalla Libia con 22,0 Mt, dal Medio Oriente si hanno 11,8 Mt provenienti dall'Arabia Saudita e 9,6 Mt provenienti dall'Iran, dalla Russia sono state importate 19,9 Mt.

Rispetto al consumo interno lordo di prodotti petroliferi la quantità utilizzata per la produzione di energia elettrica è stata del 13,5% (11,907 Mtep). E' evidente che, diversamente dal gas naturale e dal carbone, solo una parte ridotta di prodotti petroliferi è utilizzata per la produzione di energia elettrica mentre la maggior parte è utilizzata nel settore dei trasporti.

La produzione di energia elettrica relativa all'anno 2004 ottenuta da olio combustibile è stata di circa 45,5 TWh (3,912 Mtep; ENEA, 2005a) con una resa pari al 32,9%. Considerando la produzione lorda di energia elettrica nel 2004, la quota derivante dall'utilizzo di prodotti petroliferi è stata del 15,6% (ENEA, 2005a).

3.1.4. Fonti rinnovabili

Il consumo interno lordo di energia da fonti rinnovabili (Energia idraulica, Energia geotermica, Eolico, Fotovoltaico, Rifiuti, Biomasse) per l'anno 2004 è stato di 15,245 Mtep, l'84,2% (12,833 Mtep) è stato trasformato in energia elettrica (MAP, 2005a). La quantità dovuta ad importazione consiste in circa il 6% del consumo interno lordo.

La produzione di energia elettrica nell'anno 2004 da fonti rinnovabili è stata di circa 55,7 TWh (3,912 Mtep; GRTN, 2005) con una resa pari al 37,9%. Rispetto alla produzione lorda di energia elettrica nel 2004 (303,3 TWh), complessivamente il contributo delle fonti rinnovabili è stato del 18,4%, come risulta dai dati pubblicati da GRTN (2005).

Tabella 12 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel 2004 (dati GRTN 2005).

Fonte	Produzione lorda (GWh)	Percentuale
Idrica	42.744,4	76,78%
Eolica	1.846,5	3,32%
Fotovoltaica*	4,0	0,01%
Geotermica	5.437,3	9,77%
Biomasse e rifiuti	5.637,2	10,13%
Totale	55.669,5	100,00%

* “Considerando anche i tetti fotovoltaici non censiti nelle statistiche del settore elettrico la produzione risulta essere di 27,3 GWh nel 2004 (dati ENEA)”.

Considerando tutte le risorse utilizzate per la produzione di energia elettrica (solido, gas naturale, petrolio, rinnovabili), pari a 60,069 Mtep, e la produzione lorda di 303,321 TWh, la resa media a livello nazionale è stata del 42,97%.

4. Emissioni di gas ad effetto serra (GHG)

Le principali fonti bibliografiche dei fattori di emissione di gas serra dovuti all'utilizzo di idrocarburi fossili sono rappresentate dai rapporti dell'IPPC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), "Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories" (1997), "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories" (2000a) e dal rapporto del gruppo EMEP/CORINAIR (*Co-operative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long Range Transmission of Air Pollutants in Europe*), "Emission Inventory Guidebook" (2003).

Tali rapporti forniscono i dati necessari per la realizzazione degli inventari nazionali delle emissioni di gas serra considerando i diversi settori produttivi e le varie attività connesse ai singoli settori. Per l'utilizzo dei combustibili fossili come carbone, petrolio e gas naturale, sono considerate le emissioni di gas serra nelle fasi di precombustione (estrazione dalle miniere/giacimenti, primo trattamento e trasporto, distribuzione delle risorse) e di combustione.

4.1. Introduzione

Le linee guida dell'IPCC presentano diverse metodologie di calcolo per la valutazione delle emissioni di gas serra da ogni settore produttivo (Energia, Processi industriali, Solventi e altri prodotti, Agricoltura, Cambiamenti dell'uso del suolo e foreste, Rifiuti), in particolare sono previsti 3 livelli di calcolo (*tiers*) che rappresentano altrettanti livelli di dettaglio in relazione all'importanza della sorgente, alla disponibilità di dati ed al livello di incertezza associato alle misure disponibili. La disponibilità di dati e la loro variabilità appaiono elementi cruciali nell'analisi delle emissioni nazionali dovute ad una particolare attività produttiva, in tal senso le linee guida IPCC rendono disponibili fattori di emissione di *default* per ogni attività (livello 1) che possono essere utilizzati qualora non siano disponibili dati di maggior dettaglio, nazionali (livello 2) o sito specifici (livello 3).

Sebbene IPCC inviti gli esperti ad operare al maggior livello di dettaglio per fornire stime più accurate delle emissioni, spesso i dati necessari (statistiche e modalità di produzione dei combustibili, dati sulle infrastrutture, etc.) sono di difficile reperimento rappresentando un limite all'applicazione di metodologie di calcolo dettagliato. In tali casi l'unica strada percorribile appare l'applicazione del primo livello di calcolo che tuttavia è suscettibile di una notevole incertezza dei dati di *default* suggeriti e può generare un errore nelle stime di uno o più ordini di grandezza (IPPC, 2000a).

Nel contesto della Convenzione per i cambiamenti climatici (UNFCCC) la realizzazione degli inventari nazionali delle emissioni di gas serra deve essere corredata sia della stima delle emissioni sia della stima dell'incertezza associata. Nelle linee guida IPCC il termine generico "incertezza" si riferisce ad una non sufficiente certezza dovuta a fattori causali quali sorgenti non correttamente identificate oppure mancanza di trasparenza delle informazioni, ecc. (IPCC, 2000a); ai fini del presente lavoro appare utile sottolineare il significato statistico di incertezza, ovvero una misura che esprime la dispersione dei valori intorno al presunto valore reale del parametro misurato. Tale componente dell'incertezza è relativa sia all'entità delle attività umane che danno origine alle emissioni serra sia ai fattori di emissione stessi.

Secondo il rapporto IPCC (2000a) l'analisi dell'incertezza può essere condotta utilizzando due approcci (*tiers*):

- *Tier 1*: fornisce una stima semplificata dell'incertezza dei parametri basata sulle equazioni di propagazione dell'errore;
- *Tier 2*: comporta l'adozione della tecnica di Monte Carlo per la stima dell'incertezza dei parametri.

In questo lavoro è stata applicato l'approccio del *tier 2* per considerare l'incertezza associata alle emissioni di gas serra in relazione all'utilizzo di risorse fossili per la produzione elettrica.

La tecnica delle simulazioni di Monte Carlo può essere applicata per combinare le attività connesse all'utilizzo di combustibili fossili (estrazione, *processing*, trasporto, ecc.) e l'incertezza associata ai fattori di emissione nei casi in cui l'intervallo dei possibili fattori di emissione sia molto ampio o non segua una distribuzione normale o in entrambi i casi. Il principio dell'analisi di Monte Carlo consiste nella selezione casuale (estrazione) dei valori relativi ai parametri descrittivi delle attività e dei fattori di emissione all'interno delle rispettive funzioni di probabilità e nel calcolo dei corrispondenti valori di emissione. Tale procedura è ripetuta molte volte ed i risultati di ogni calcolo definiscono la funzione di densità di probabilità delle emissioni (IPCC, 2000a). Pertanto tale approccio consente di ottenere una serie di emissioni caratterizzate dalla relativa probabilità di verificarsi invece di un unico valore. McCann *et al.* (1994) e Eggleston *et al.* (1998) forniscono esempi dell'applicazione dell'analisi di Monte Carlo per la realizzazione dell'inventario nazionale delle emissioni, rispettivamente in Canada e nel Regno Unito.

Le simulazioni di Monte Carlo comportano la scelta preliminare delle distribuzioni di probabilità per le variabili di ingresso (*input*) al modello di calcolo delle emissioni. Tali distribuzioni possono avere varie forme (uniforme, triangolare, gaussiana, ecc.) e quantificano la variabilità associata alle misure considerate. L'assunzione fondamentale di tale approccio, come per ogni modello, è che le simulazioni siano una rappresentazione ragionevole del mondo reale. La distribuzione di probabilità per le variabili di *input* può essere ottenuta con vari metodi, inclusa l'analisi statistica dei dati o ricorrendo al giudizio degli esperti. Per una descrizione dettagliata del metodo di Monte Carlo si rimanda ai lavori di Metropolis e Ulam (1949) e di Fishman (1996), mentre per una descrizione dell'applicazione di tale approccio alla realizzazione degli inventari delle emissioni si cita il capitolo 6 (*Quantifying uncertainty in practice*) del documento dell'IPCC del 2000: "*Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*".

Lo scopo di questo lavoro è la valutazione delle emissioni di gas serra nelle fasi che precedono la combustione dei combustibili fossili utilizzati per la produzione di energia elettrica considerando la variabilità intrinseca dei parametri (attività e fattori di emissione), tale obiettivo comporta necessariamente la stima delle emissioni nelle aree geografiche di provenienza delle risorse fossili. Per i fattori di emissione sono considerati i fattori di *default* presenti in letteratura, mentre per considerare l'incertezza associata alle attività (tipo di risorsa, giacimento di estrazione) sono stati configurati vari scenari in relazione ai possibili settori di produzione dei combustibili fossili importati in Italia per la produzione elettrica.

Si sottolinea che il presente lavoro non ha l'intento di realizzare un inventario delle emissioni di gas serra al di fuori dei confini nazionali. Inoltre, si ricorda che, ai fini del rispetto di quanto stabilito dal protocollo di Kyoto, ogni paese deve contabilizzare le emissioni che avvengono nel rispettivo territorio nazionale.

Come già detto il calcolo delle emissioni per ogni paese produttore sarà riferito alla quantità di combustibile utilizzato per la produzione elettrica nazionale, cioè in proporzione all'energia elettrica totale ottenuta dalla relativa risorsa.

Riguardo le emissioni nella fase di combustione saranno considerati i fattori di emissione nazionali riportati dall'Inventario Nazionale delle emissioni di gas serra (APAT, 2005) presentato a giugno 2005 in sede UNFCCC (*United Nations Framework Convention on Climate Change*), in ottemperanza alla Legge n. 65 del 15/01/1994 che ratifica la convenzione dell'ONU sui cambiamenti climatici e gli accordi di Kyoto del 1997. Saranno inoltre considerati i fattori di emissione per le diverse tecnologie di combustione in impianti per la produzione elettrica (ENEA, 2005a).

Ai fini della valutazione complessiva delle emissioni per la produzione di energia elettrica (precombustione+combustione) saranno pertanto confrontate le relative distribuzioni di frequenza delle emissioni per le diverse risorse (gas naturale, carbone, petrolio).

4.2. Fase di precombustione

Questa sezione riguarderà le emissioni di gas serra che avvengono prima della combustione delle risorse primarie (gas naturale, carbone, petrolio). Saranno considerate le emissioni nelle fasi di estrazione, di *processing*, trasporto (e distribuzione per il gas naturale) dei combustibili fossili. Per quanto riguarda il trasporto di carbone e petrolio è necessario precisare che i fattori di emissione utilizzati non considerano le emissioni dovute ai mezzi di trasporto delle risorse.

Il gas serra emesso in maggiori quantità in tale fase è il metano, mentre la CO₂ è in alcuni casi considerata trascurabile (IPPC, 1997); l'emissione di CO₂ non può tuttavia essere trascurata per le attività di *flaring* per l'estrazione di gas e di petrolio e di *venting* in seguito all'estrazione delle risorse da giacimenti profondi.

4.2.1. Gas naturale

La produzione di gas naturale e di petrolio, in molti casi le due attività avvengono congiuntamente, comporta l'emissione in atmosfera di notevoli quantità di gas serra (principalmente metano) in seguito alle normali attività di estrazione e manutenzione ed in seguito ad eventi accidentali.

Le emissioni provenienti dalle normali operazioni possono essere divise in due categorie:

1. *venting* e *flaring*;
2. scarichi di processo o dovuti a perdite accidentali.

Il *venting* ed il *flaring* si riferiscono alle emissioni di gas che non possono essere contenute. Tali attività, comuni anche all'estrazione di petrolio, sono solitamente associate ad aree dove le condotte per il gas sono incomplete ed il gas naturale non è iniettato nelle riserve (IPCC, 1997).

Il *flaring* è una combustione controllata senza recupero energetico. Tipicamente i gas separati vengono bruciati in torcia. Le emissioni da *flaring* sono dunque costituite prevalentemente da H₂O e CO₂ (Zerlia, 2003a). L'efficienza di combustione dei sistemi di *flaring* è in generale molto elevata, tra il 95 ed il 100% (IPCC, 1996). Alcuni studi condotti in Norvegia (Norwegian Oil Industry Association – OLF, 1993) indicano quantità di metano incombusto pari allo 0,1% del gas bruciato in torcia.

Il *venting* comporta il rilascio di gas incombusti nell'atmosfera; tale attività serve spesso per garantire condizioni di sicurezza nel corso di varie lavorazioni oppure è legata a particolari processi di trattamento (Zerlia, 2003a). Le operazioni in cui si ricorre al *venting* includono sistemi di depressurizzazione, *stripping* di gas dagli impianti di rigenerazione glicoli (usato per la disidratazione del gas naturale) o di rigenerazione delle ammine (usate nel trattamento del gas ricco di H₂S). Le emissioni da *venting* comprendono CH₄, CO₂, composti organici volatili (VOC), composti solforati (H₂S) e altri gas. Sebbene i gas da *venting* possano essere bruciati in alcuni casi, il *venting* è l'opzione più utilizzata anche quando sono presenti quantità rilevanti di gas inerti, come CO₂ e N₂, quando cioè il *flaring* non può essere sfruttato poiché il gas brucia con difficoltà (Zerlia, 2003a).

Gli scarichi di processo possono essere dovuti a varie sorgenti come le emissioni dai

dispositivi pneumatici, pompe, valvole, compressori, in relazione all'attività dei dispositivi stessi, all'età ed alle condizioni di manutenzione. Inoltre, sono da considerare le attività di processo già menzionate per il *venting* (depressurizzazione, *stripping*, rigenerazione glicoli, ecc.).

I parametri che saranno oggetto delle simulazioni di Monte Carlo al fine di considerarne la variabilità ed il relativo contributo in termini di emissioni di gas serra in fase di precombustione sono i seguenti:

1. Fattori di emissione di CH₄;
2. Frazione di gas proveniente dal settore “*Oil & Gas*” e dal settore “*Gas*”;
3. Contenuto di CO₂ nel giacimento di estrazione del gas naturale.

I rapporti IPCC (1997) e EMEP/CORINAIR (2003) forniscono i fattori di emissione distinti per le due tipologie produttive “*Oil & Gas*” e “*Gas*”. L'approccio di calcolo seguito considera i fattori di emissione di CH₄ per quantità di gas prodotto previsti dal primo livello di analisi (*Tier 1*) delle linee guida IPCC (tabelle 1-60/1-64 *Reference Manual*). I fattori di emissione riportati nelle linee guida esprimono un intervallo di valori spesso molto ampio, anche di alcuni ordini di grandezza, per ogni macroregione geografica. Le macroregioni rappresentano aggregazioni di paesi dove è possibile identificare sistemi industriali relativamente simili di estrazione e trasporto dei combustibili (IPCC, 1997).

Le macroregioni identificate sono:

- USA e Canada
- Europa dell'est ed ex URSS
- Europa dell'ovest
- Altri paesi esportatori
- Resto del mondo

Nelle prime tre macroregioni i fattori di emissioni fuggitive sono più elevati per il settore “*Gas*” rispetto al settore “*Oil & Gas*”, mentre nelle restanti macroaree si verifica il contrario.

I fattori di emissione sono espressi in quantità di metano emesso in atmosfera per equivalente energetico di metano prodotto o consumato (Kg/PJ) e sono distinti per le fasi di:

1. produzione - estrazione del gas dal giacimento (CH₄ per gas prodotto);
2. *processing*, trasporto e distribuzione (CH₄ per gas consumato).

Per quanto riguarda il contenuto di anidride carbonica nel giacimento il rapporto IPCC (1997) non fornisce indicazioni utili al riguardo, tuttavia è possibile ricorrere ad altre fonti bibliografiche (Tintinelli e Zanibelli, 2005; Zerlia 2003a; EMEP/CORINAIR, 2003).

I dati riportati presentano una notevole variabilità: per il gas russo, principale fornitore dell'Italia, Tintinelli e Zanibelli (2005) riporta un contenuto medio di CO₂ all'origine pari allo 0,7% in volume con riferimento all'intera produzione russa del 2001. Zerlia (2003a) riporta un valore massimo di CO₂ nei giacimenti russi fino al 20% in volume. Sempre Zerlia riporta valori medi di CO₂ nei giacimenti pari al 6% per il gas algerino, e fino al 9% per la Norvegia (Mare del Nord), mentre per il gas italiano sono riportati valori medi di CO₂ nel giacimento inferiori al 2%. Per quanto riguarda la fase di produzione di gas naturale, il gruppo EMEP/CORINAIR (2003) riporta fattori di emissione di CO₂ per *venting* compresi tra 0 e 10,6% della quantità ponderale di CH₄ emesso per il settore *Oil & Gas* e tra 3,0% e 5,0% per

il settore Gas.

Dai dati di letteratura emerge che le perdite di gas serra dovute al trasporto internazionale e alla produzione sono molto elevate e le diverse stime presentano valori estremamente variabili. Stime più recenti ed accurate evidenziano come in molti casi siano state effettuate sovrastime delle perdite in passato, dovute alla mancata distinzione delle fasi di processo, come le perdite dovute all'autoconsumo o alle vere e proprie fughe.

Il Wuppertal Institute ed il Max-Planck-Institute (2005) hanno pubblicato uno studio sulle emissioni di gas serra dai gasdotti russi. Uno dei risultati dello studio è che circa il 70% delle emissioni dal sistema di gasdotti, è da attribuirsi all'autoconsumo; pertanto tali emissioni non hanno il potenziale di riscaldamento del metano essendo emesse in atmosfera direttamente come CO₂. Le fughe di metano nel territorio russo sono stimate mediamente intorno allo 0,7 % del gas trasportato con un intervallo compreso tra 0,4% e 1,6 %. Dai dati riportati dal rapporto IPCC (1997) relativamente alla fase di *processing*, trasporto e distribuzione emerge un fattore di emissione di metano compreso in un intervallo tra 1,75% e 3,69% del gas trasportato.

Occorre precisare che i dati del rapporto Wuppertal sono ottenuti da misure sperimentali effettuate in diverse stazioni di monitoraggio lungo la linea di trasporto russa; tale approccio appare preferibile e di maggiore affidabilità rispetto all'approccio adottato nelle precedenti stime basate sui "*Reported Unaccounted For Gas*" (IPCC, 1997) definite in base alla differenza tra gas prodotto e gas consumato annualmente. Tali stime non considerano infatti alcuni aspetti quali: inesattezze del tester, autoconsumo di gas, furti di gas (PG&E, 1990, IPCC, 1997).

In questo studio verranno utilizzati i fattori di emissione di CH₄ presenti nel rapporto IPCC (1997). Per il GNL, relativamente alle fasi di liquefazione e trasporto sono stati utilizzati i fattori di emissione pubblicati da IEA (2003; dati di Tamura *et al.*, 2001). Tale scelta è guidata sia dall'autorevolezza delle fonti sia per adottare un approccio conservativo alle stime di emissione. Di seguito, in Tabella 13, sono riportati i valori utilizzati per le simulazioni:

Tabella 13 – Sono riportati i valori utilizzati per le simulazioni relativi al contenuto di CO₂ in giacimento ed alle emissioni di CH₄ per la produzione, *processing*, trasporto e distribuzione di gas naturale. Per la fase di produzione sono distinti i settori di estrazione *Gas* e *Oil&Gas*.

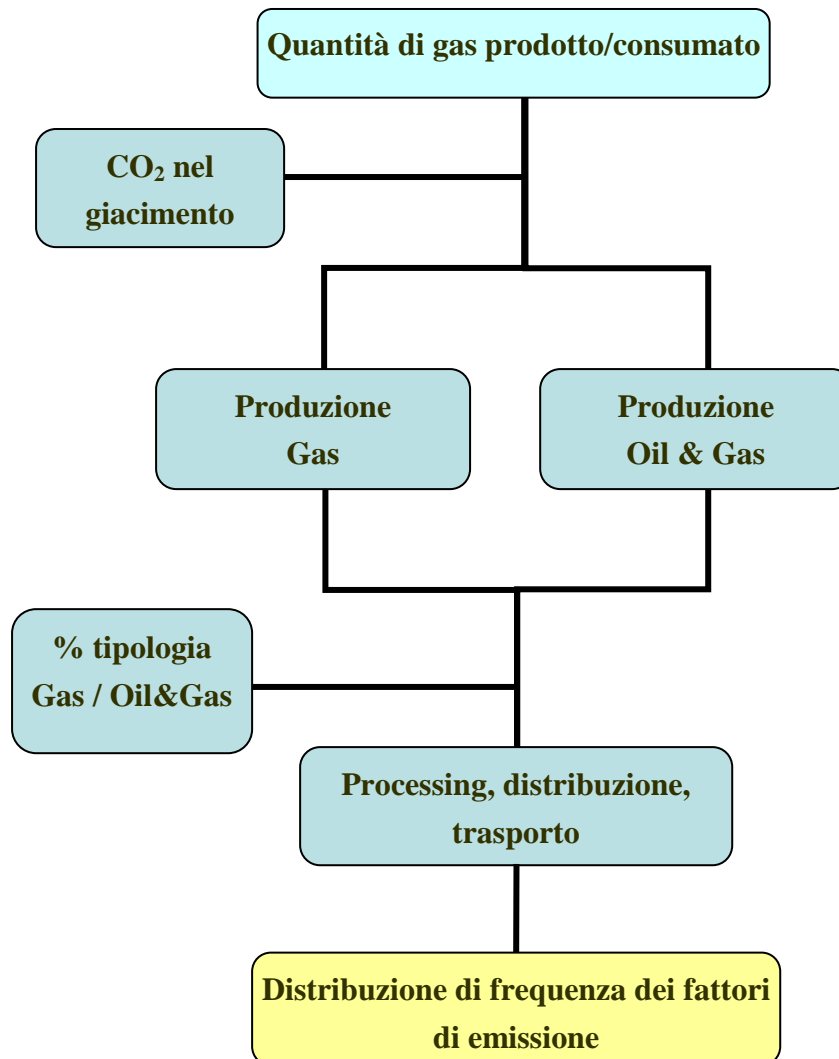
PAESE DI PROVENIENZA	% CO ₂ (v/v) nel giacimento	CH ₄ kg/PJ di gas prodotto				CH ₄ kg/PJ di gas consumato	
		Produzione (Gas)		Produzione (Oil&Gas)		Processing, trasporto, distribuzione	
		minimo	massimo	minimo	massimo	minimo	massimo
Russia	4%-20%	218.000	567.600	6.300	29.700	340.000	715.800
Algeria (pipeline)	4%-8%	39.590	96.000	739.470	1.019.220	116.610	340.000
Paesi Bassi, Norvegia	8%-10%	14.800	27.000	13.000	16.000	58.000	111.000
Italia	1%-3%	14.800	27.000	13.000	16.000	58.000	111.000
Libia	4%-8%	39.590	96.000	739.470	1.019.220	116.610	340.000
Algeria (GNL)	4%-8%	39.590	96.000	739.470	1.019.220	340.545*	416.215*

* I valori riportati sono calcolati a partire dal fattore di emissione di 61,05 g CO₂eq./kWh (calcolato da dati IEA, 2003, considerando efficienza elettrica del 56%) cui è applicato un termine di variabilità ±10%. Il fattore di emissione si riferisce al processo di liquefazione e trasporto del GNL, tali fasi sono considerate le principali sorgenti di emissione di gas serra nella produzione di GNL (IEA, 2003).

Per le simulazioni si è assunto una distribuzione uniforme per tutte le variabili, con uguale probabilità di estrarre un valore qualsiasi all'interno dell'intervallo minimo-massimo. Solo per la percentuale di CO₂ nel giacimento russo si è assunta una distribuzione triangolare compresa tra 4% e 20% con valore più probabile pari al 7%. La scelta della distribuzione uniforme, utilizzata per tutte le simulazioni, è dettata dall'assenza di informazioni relativamente ai valori più probabili, si è ritenuto quindi opportuno considerare ugualmente probabili tutti i valori compresi negli intervalli minimo-massimo.

Considerando la differenza delle emissioni di gas serra in relazione alla tipologia di estrazione di gas naturale dal settore Oil & Gas o dal settore Gas sono stati previsti tre scenari distinti: a) il primo scenario prevede che la produzione di gas naturale avvenga mediamente in pari misura da entrambi i settori, con intervallo di variazione compreso tra 40% e 60% di un settore rispetto all'altro; b) il secondo scenario prevede una produzione di gas naturale esclusivamente dal settore Gas; c) il terzo scenario prevede una produzione esclusivamente proveniente dal settore Oil & Gas.

Di seguito è riportato un diagramma che rappresenta le modalità di elaborazione dei dati per il calcolo dei fattori di emissione.



Il diagramma è una rappresentazione schematica dei fattori che sono considerati per le simulazioni per ogni paese produttore in relazione alla quantità di gas che da questo viene importato per il fabbisogno nazionale del 2004.

Per ogni paese produttore sono state eseguite 10.000 simulazioni procedendo, per le varie fasi di estrazione e di processamento della risorsa, all'estrazione di altrettanti fattori di emissione dagli intervalli mostrati in Tabella 13. Per ogni simulazione è stato calcolato il rispettivo fattore di emissione considerando il contributo di tutte le fasi di produzione di gas naturale ed utilizzando l'efficienza media nazionale per la produzione elettrica. I fattori di emissione dei vari paesi produttori sono stati utilizzati per il calcolo del fattore di emissione nazionale medio per il mix di gas naturale utilizzato esclusivamente per la produzione di energia elettrica (media pesata in base alla quantità relativa di risorsa proveniente dai vari paesi produttori).

Scenario 1 (Produzione da settore Gas e settore Oil&Gas)

Il fattore medio delle emissioni di CO₂ equivalente in fase di precombustione dovute al mix di gas naturale utilizzato sul territorio nazionale per la produzione elettrica è pari a 111,48±8,68 g/kWh prodotto (media ± deviazione standard). L'intervallo di valori della distribuzione è compreso tra i valori 82,40 e 145,69 g CO₂eq./kWh. Si sottolinea che tali valori si riferiscono ad emissioni che non avvengono sul territorio nazionale (eccetto per le risorse estratte in Italia) e che non fanno parte del computo delle emissioni dell'Italia ai fini del rispetto del protocollo di Kyoto.

In Figura 1 sono illustrate le distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione di CO₂ equivalente per kWh prodotto riferite alle varie aree geografiche di produzione del gas naturale. In termini generali le distribuzioni si presentano con la classica forma a campana, sebbene siano rilevabili in alcuni casi delle asimmetrie nella distribuzione con valori più frequenti nella coda sinistra della curva in corrispondenza dei valori più bassi, come per il gas di origine russa.

I valori più bassi in assoluto si riscontrano per il gas di produzione nazionale e per il gas proveniente dai Paesi Bassi e dalla Norvegia. E' evidente una sovrapposizione dei fattori di emissione del gas di provenienza dalla Libia e dall'Algeria tramite condotta, mentre il gas russo presenta i fattori di emissione medi più elevati ed una distribuzione particolarmente ampia con un intervallo compreso tra 93,84 e 242,64 g CO₂eq./kWh (media±ds: 160,94±24,41). Il GNL proveniente dall'Algeria presenta valori di emissione medi pari a 162,46 g CO₂eq./kWh; tale valore è comparabile alla media del gas russo sebbene la distribuzione del GNL presenti un intervallo di variazione più stretto rispetto al gas di provenienza russa.

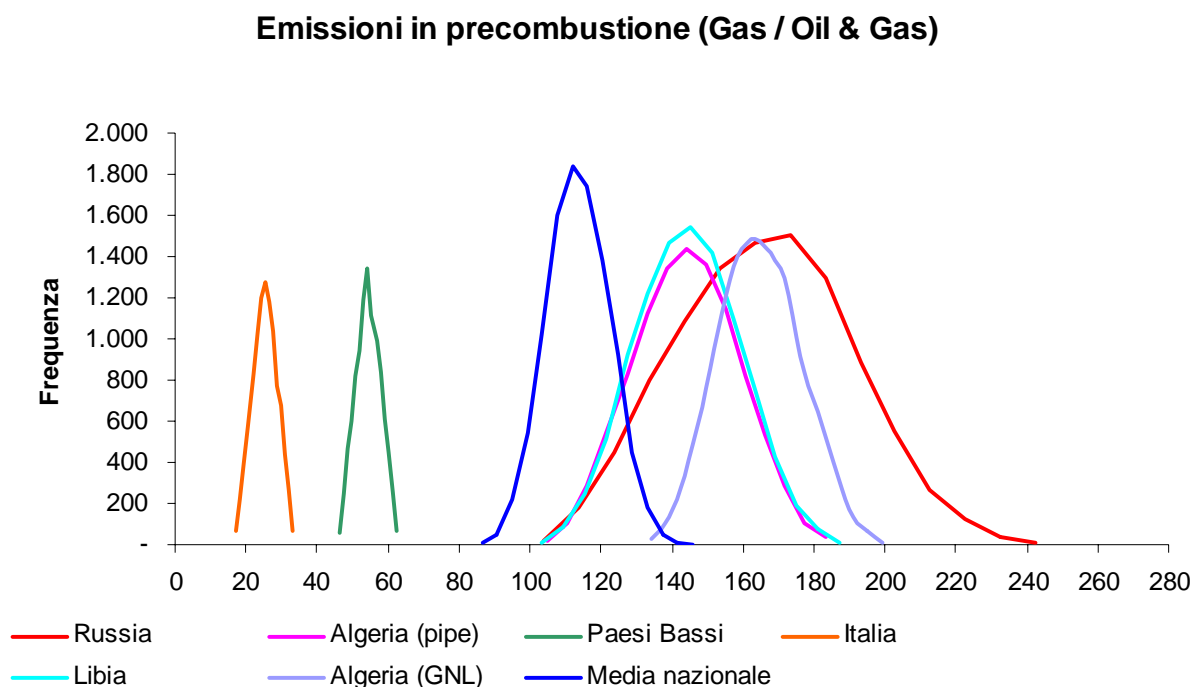


Figura 1 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da gas naturale (g CO₂eq./kWh) proveniente dalle diverse aree geografiche. L'estrazione di gas naturale avviene in pari misura dal settore Gas e dal settore Oil&Gas.

Nella tabella successiva sono riportati i fattori di emissione (g CO₂eq./kWh) calcolati in base alle simulazioni eseguite ed alcuni dei principali parametri statistici delle relative distribuzioni.

Tabella 14 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per le diverse aree geografiche. Estrazione di gas naturale dal settore Gas e dal settore Oil&Gas.

	Russia	Algeria (pipe)	Paesi Bassi	Italia	Algeria (GNL)	Libia	Media (mix)
Media	160,94	141,32	53,81	24,80	162,46	141,32	111,48
dev. st.	24,41	14,52	3,42	3,45	11,70	14,56	8,68
Minimo	93,84	99,54	45,28	16,04	129,71	97,41	82,40
Massimo	242,64	183,09	62,30	33,41	199,48	187,12	145,69
75° percentile	177,77	151,44	56,31	27,29	170,41	151,47	117,56
90° percentile	192,83	160,52	58,47	29,53	178,08	160,48	122,81
95° percentile	201,40	165,30	59,49	30,55	182,47	165,38	125,90

Oltre ai fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta può essere utile considerare la quantità di emissioni di gas serra (esprese come CO₂ equivalente) in relazione all'ammontare effettivo di gas naturale proveniente da ciascun paese ed utilizzato per la produzione di energia elettrica. Le emissioni di anidride carbonica, esprese in kt, sono illustrate nella successiva tabella.

Tabella 15 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di gas naturale utilizzato in Italia. Estrazione di gas naturale dal settore Gas e dal settore Oil&Gas.

	Russia	Algeria (pipe)	Paesi Bassi	Italia	Algeria (GNL)	Libia	Totale (mix)
Media	6.397,85	5.448,32	1.412,30	515,61	530,91	153,85	14.458,84
dev. st.	970,51	559,98	89,87	71,71	38,22	15,85	1.126,02
Minimo	3.730,40	3.837,64	1.188,57	333,49	423,88	106,04	10.687,43
Massimo	9.645,72	7.059,05	1.635,22	694,44	651,90	203,71	18.896,07
75° percentile	7.066,91	5.838,47	1.478,04	567,19	556,88	164,90	15.247,62
90° percentile	7.665,59	6.188,82	1.534,81	613,81	581,94	174,70	15.928,19
95° percentile	8.006,36	6.373,16	1.561,46	635,14	596,29	180,04	16.328,74
Contributo %	44,25%	37,68%	9,77%	3,57%	3,67%	1,06%	100,00%

Le emissioni serra medie in fase di precombustione dovute alla produzione, *processing*, distribuzione e trasporto del mix di gas naturale utilizzato in Italia per la produzione elettrica sono pari a 14,46±1,13 Mt CO₂eq. Una parte rilevante delle emissioni precombustione è attribuibile alla Russia ed all'Algeria (85,6% delle emissioni totali). Il contributo medio della Russia è pari al 44,25%, seguito dal gas algerino importato tramite gasdotto che contribuisce per il 37,68% e per il 3,67% in seguito all'importazione di GNL.

Scenario 2 (Produzione da settore Gas)

Nello scenario configurato dalla produzione di gas naturale esclusivamente dal settore Gas si registra una riduzione del fattore medio delle emissioni di CO₂ equivalente in fase di precombustione che è pari a 98,28±9,27 g/kWh prodotto. L'intervallo di valori della distribuzione è compreso tra 70,85 e 131,13 g CO₂eq./kWh.

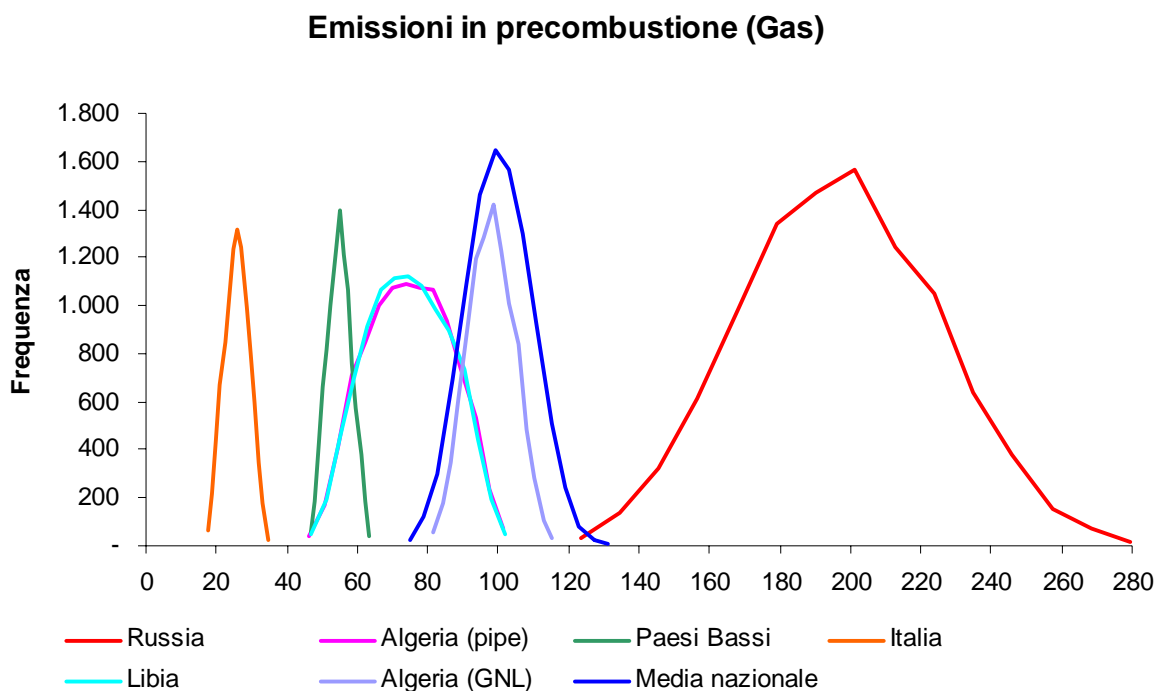


Figura 2 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da gas naturale (g CO₂eq./kWh) proveniente dalle diverse aree geografiche. L'estrazione di gas naturale avviene esclusivamente settore Gas.

Le distribuzioni relative al gas di produzione nazionale ed al gas proveniente dai Paesi Bassi non mostrano significative differenze rispetto alla condizione configurata dallo scenario 1 (produzione sia dal settore Gas che dal settore Oil&Gas), mentre si osservano radicali differenze per Libia, Algeria e Russia. In particolare, per il gas di provenienza russa si registrano fattori di emissione decisamente più elevati, 191,22±27,82 g CO₂eq./kWh in questo scenario, con un intervallo compreso tra 112,18 e 279,44 g CO₂eq./kWh, il valore più elevato è in accordo con quanto riportato da Zerlia (2003a) per i casi peggiori con emissioni di circa 290 g CO₂eq./kWh. Relativamente al gas proveniente dall'Algeria e dalla Libia si registrano valori medi nettamente inferiori rispetto al precedente scenario. In particolare i fattori di emissione medi per il gas algerino si riducono del 48,6% e del 40,4% rispettivamente per il gas trasportato in condotta e per il GNL, per la Libia si osserva una riduzione del 52,8%.

Tabella 16 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per le diverse aree geografiche. Estrazione di gas naturale dal settore Gas.

	Russia	Algeria (pipe)	Paesi Bassi	Italia	Algeria (GNL)	Libia	Media (mix)
Media	191,22	72,62	54,28	25,25	96,77	72,51	98,28
dev. st.	27,82	11,87	3,44	3,49	6,52	11,73	9,27
Minimo	112,18	42,63	45,40	16,30	79,26	43,21	70,85
Massimo	279,44	101,27	63,37	34,55	115,29	101,87	131,13
75° percentile	210,45	81,78	56,69	27,76	101,47	81,53	104,75
90° percentile	227,85	88,51	58,90	29,95	105,34	88,31	110,34
95° percentile	237,91	91,76	60,07	31,03	107,55	91,45	113,67

In Tabella 17 sono riportate le emissioni di gas serra, espresse in kt di CO₂ equivalente, in relazione all'ammontare effettivo di gas naturale proveniente da ciascun paese ed utilizzato per la produzione di energia elettrica.

Tabella 17 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di gas naturale utilizzato in Italia. Estrazione di gas naturale dal settore Gas.

	Russia	Algeria (pipe)	Paesi Bassi	Italia	Algeria (GNL)	Libia	Totale (mix)
Media	7.601,59	2.799,93	1.424,81	524,82	316,23	78,94	12.746,33
dev. st.	1.105,86	457,72	90,22	72,63	21,30	12,77	1.201,89
Minimo	4.459,56	1.643,41	1.191,64	338,76	259,01	47,04	9.189,08
Massimo	11.108,81	3.904,30	1.663,23	718,19	376,76	110,90	17.007,59
75° percentile	8.365,93	3.153,04	1.488,01	577,15	331,60	88,76	13.585,68
90° percentile	9.057,96	3.412,44	1.545,94	622,60	344,24	96,14	14.310,49
95° percentile	9.457,72	3.537,72	1.576,84	644,98	351,47	99,56	14.742,48
Contributo %	59,64%	21,97%	11,18%	4,12%	2,48%	0,62%	100,00%

In questo scenario le emissioni medie totali in fase di precombustione risultano lievemente inferiori rispetto a quanto previsto nel precedente scenario (scenario 2: 12,75±1,20 Mt CO₂eq.; scenario 1: 14,46±1,13 Mt CO₂eq.) ed il contributo medio del gas russo risulta del 59,64%, seguito dal gas algerino importato tramite gasdotto che contribuisce per il 21,97% e per il 2,48% in seguito all'importazione di GNL.

Scenario 3 (Produzione da settore Oil&Gas)

Nello scenario configurato dalla produzione di gas naturale esclusivamente dal settore Oil&Gas si registrano i fattori di emissione in fase di precombustione più elevati con un valore medio di emissione di CO₂ equivalente pari a 122,71±8,68 g/kWh prodotto. L'intervallo di valori della distribuzione dei fattori di emissione è compreso tra 96,55 e 150,65 g CO₂eq./kWh.

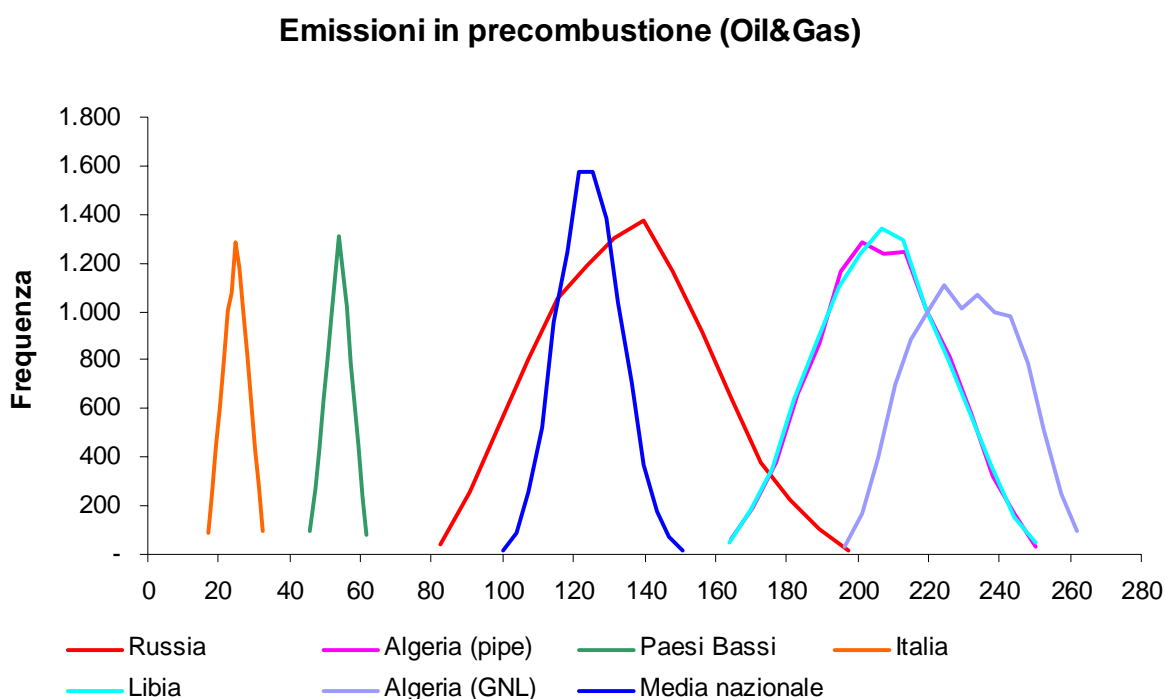


Figura 3 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da gas naturale (g CO₂eq./kWh) proveniente dalle diverse aree geografiche. L'estrazione di gas naturale avviene esclusivamente settore Oil&Gas.

Tale incremento è dovuto alla produzione di gas di provenienza dalla Libia e dall'Algeria che presentano i fattori di emissione più elevati in assoluto relativamente alla fase di estrazione del gas naturale dal settore Oil&Gas; le distribuzioni relative al gas trasportato con gasdotto dalla Libia e dall'Algeria sono sovrapposte con valore medio pari a ~203,5±17,3 g CO₂eq./kWh. Anche per il GNL, di esclusiva provenienza algerina nel 2004, si osserva un incremento del fattore di emissione medio (227,86±14,32 g CO₂eq./kWh) rispetto ai precedenti scenari.

In questo scenario di produzione il gas russo ha un fattore di emissione pari a 130,79±22,54 g CO₂eq./kWh; il valore medio è di poco superiore ai fattori di emissione del mix nazionale, mentre è evidente che la distribuzione dei fattori di emissione del gas russo presenta intervalli di variazione molto più ampi rispetto al mix italiano.

Tabella 18 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per le diverse aree geografiche. Estrazione di gas naturale dal settore Oil&Gas.

	Russia	Algeria (pipe)	Paesi Bassi	Italia	Algeria (GNL)	Libia	Media (mix)
Media	130,79	203,57	53,23	24,27	227,86	203,50	122,71
dev. st.	22,54	17,34	3,44	3,43	14,32	17,38	8,68
Minimo	74,17	158,53	44,77	15,86	191,80	157,51	96,55
Massimo	197,51	250,38	61,74	32,60	261,89	250,15	150,65
75° percentile	146,42	216,10	55,70	26,71	239,09	216,03	128,67
90° percentile	160,78	226,73	57,88	28,88	246,98	227,00	134,08
95° percentile	169,45	232,40	58,93	29,99	250,79	232,61	137,21

Nella seguente tabella sono riportate le emissioni di gas serra, espresse in kt di CO₂ equivalente, in relazione all'ammontare effettivo di gas naturale proveniente da ciascun paese ed utilizzato per la produzione di energia elettrica.

Tabella 19 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di gas naturale utilizzato in Italia. Estrazione di gas naturale dal settore Oil&Gas.

	Russia	Algeria (pipe)	Paesi Bassi	Italia	Algeria (GNL)	Libia	Totale (mix)
Media	5.199,20	7.848,32	1.397,12	504,51	744,63	221,55	15.915,32
dev. st.	895,91	668,44	90,31	71,30	46,78	18,93	1.125,22
Minimo	2.948,39	6.111,94	1.175,26	329,72	626,78	171,48	12.522,70
Massimo	7.851,78	9.653,11	1.620,51	677,72	855,83	272,33	19.538,86
75° percentile	5.820,63	8.331,36	1.462,15	555,23	781,32	235,18	16.687,97
90° percentile	6.391,72	8.741,33	1.519,38	600,34	807,10	247,12	17.389,84
95° percentile	6.736,19	8.959,87	1.546,73	623,32	819,55	253,23	17.796,16
Contributo %	32,67%	49,31%	8,78%	3,17%	4,68%	1,39%	100,00%

In questo scenario le emissioni medie totali in fase di precombustione risultano maggiori rispetto a quanto previsto nei precedenti scenari (15,92±1,13 Mt CO₂eq.) ed il contributo medio maggiore è dato dal gas algerino (da gasdotto) pari al 49,31%, seguito dal gas russo che contribuisce per il 32,67% delle emissioni totali in fase di precombustione.

Dai risultati presentati risulta evidente che i fattori di emissione in fase di precombustione del mix nazionale dipendono dal settore di produzione del gas naturale dai vari paesi di importazione e dalla quantità relativa di approvvigionamento dai rispettivi paesi. Nella Figura 4 sono riportate le curve di distribuzione relative ai fattori di emissione del mix nazionale per i tre scenari esaminati.

Emissioni in precombustione

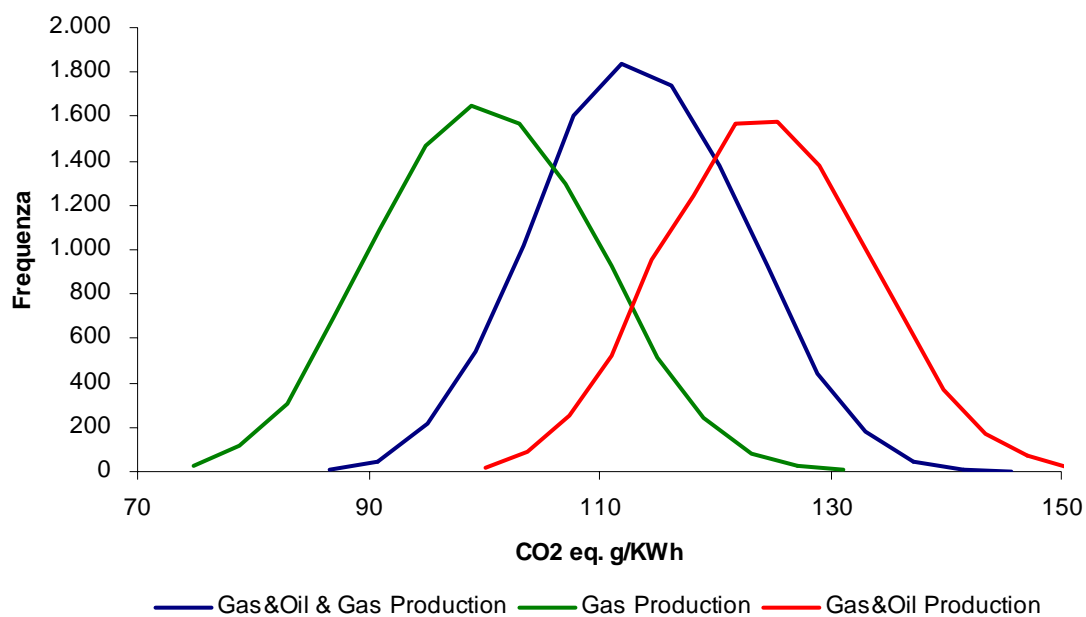


Figura 4 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione del mix nazionale di gas naturale per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per i tre scenari esaminati.

In generale i fattori di emissione più bassi sono relativi al settore di produzione “Gas” sebbene vi siano notevoli differenze tra i vari paesi produttori, infatti nel caso della Russia tale settore comporta i fattori di emissione più elevati.

4.2.2. Carbone

I giacimenti carboniferi, superficiali in minor misura e profondi in maggior misura, rilasciano sostanze volatili in seguito alle operazioni di estrazione e di deposito del carbone. Il materiale volatile, noto come *grisù*, è principalmente composto da metano, benché altri gas siano presenti in minor quantità. In seguito all'elevata diluizione delle emissioni prodotte spesso non è economicamente conveniente contenere le emissioni di gas serra usandole come combustibile o procedendo al *flaring* del gas, pertanto il *grisù* è spesso direttamente emesso in atmosfera (EMEP/CORINAIR, 2003).

Le attività connesse alla produzione di carbone che comportano le emissioni atmosferiche sono le seguenti:

1. Realizzazione dell'accesso alla miniera e preparazione per l'estrazione del carbone;
2. Estrazione e trasporto in superficie del carbone;
3. *Processing*, deposito, trasporto e frammentazione del carbone prima dell'uso finale;
4. "demetanizzazione" del giacimento prima, durante e dopo le operazioni di scavo;
5. eliminazione di scarti dal sistema di estrazione.

Vi è una notevole differenza tra le emissioni prodotte da un giacimento profondo e da un giacimento superficiale. Oltre a tale fattore di variazione dovuto alla profondità del giacimento occorre considerare una notevole eterogeneità delle caratteristiche del carbone, e quindi delle emissioni, per ogni singolo giacimento in relazione alla sua età e localizzazione geologica. Gli studi per definire le relazioni tra le emissioni atmosferiche ed i suddetti fattori (profondità del giacimento, proprietà del carbone, caratteristiche geologiche del sito) hanno mostrato alcune correlazioni benché l'incertezza associata alle stime sia molto alta.

Relativamente ai giacimenti profondi la principale sorgente di rilascio di metano in atmosfera è costituita dal sistema di ventilazione delle miniere. Tale "gas residuo" è contenuto anche nel carbone portato in superficie ed è rilasciato durante le operazioni di estrazione. Una certa quantità di metano è contenuta anche nella roccia estratta insieme al carbone ed è rilasciato in seguito all'eliminazione della roccia. Una parte del rilascio è dovuta al sistema di demetanizzazione. Tsibulski (1995) riporta le seguenti proporzioni di perdita del metano: 60% dovute al sistema di ventilazione, 12% catturato nelle miniere ed emesso in atmosfera se non utilizzato, 15% rilasciato dal carbone portato in superficie, 12% rimanente nella vena carbonifera e nella roccia circostante. In alcuni casi si riportano attività di utilizzo del metano estratto attivamente dalle miniere con sistemi di drenaggio, tali attività comportano ovviamente una riduzione delle emissioni atmosferiche benché solitamente non siano economicamente vantaggiose (EMEP/CORINAIR, 2003).

Per i giacimenti superficiali si hanno emissioni di minore entità dovute principalmente alle attività di estrazione ed al rilascio di metano dal carbone estratto.

I parametri che saranno oggetto delle simulazioni di Monte Carlo per la valutazione delle emissioni in fase di precombustione del carbone sono i seguenti:

1. Fattori di emissione di CH₄;
2. Frazione di carbone proveniente da miniere superficiali e sotterranee;

3. Contenuto di CO₂ nel giacimento di estrazione del carbone.

Come già detto i fattori di emissione presentano intervalli di valori diversi in relazione alla natura del giacimento carbonifero ed alla profondità del giacimento. Nel caso di estrazione da miniera profonda i valori di emissione di metano possono essere maggiori di un ordine di grandezza rispetto a quanto si verifica per le miniere superficiali.

I fattori di emissione sono espressi in volume di metano emesso per quantità di carbone estratto (m³/Mg) e sono distinti per le fasi di:

1. estrazione del carbone dal giacimento (attività di *mining*);
2. *processing* e trasporto del carbone (attività di *post-mining*).

La quantità di CO₂ nel giacimento carbonifero, immesse in atmosfera attraverso il *grisù*, varia in un intervallo compreso tra 0,2 e 6,0% in volume (EMEP/CORINAIR, 2003). Zerlia (2003a) considera contenuti di CO₂ all'origine compresi nell'intervallo tra 0 e 20%, per definire scenari cautelativi per il calcolo dell'emissione totale di gas serra in fase di precombustione.

Di seguito è riportata la tabella con i fattori di emissione di *default* (IPPC, 1997) distinti in attività di *mining* e *post-mining* per giacimenti profondi e superficiali:

Tabella 20 – Fattori di emissione per le attività di *mining* e *post-mining* in giacimenti profondi e superficiali di carbone (da IPCC, 1997).

ATTIVITÀ	Giacimento profondo (CH₄ m³/Mg di carbone prodotto)	Giacimento superficiale (CH₄ m³/Mg di carbone prodotto)
<i>Mining</i>	10,0-25,0	0,9-4,0
<i>Post-mining</i>	0,3-2,0	0,0-0,2

Il rapporto IPPC del 1995 (citato in IPCC, 1997) fornisce fattori di emissione specifici per i giacimenti profondi di alcuni paesi e che saranno utilizzati nelle simulazioni, di seguito si riporta la tabella con i dati:

Tabella 21 – Fattori di emissione specifici per paese per le attività di estrazione di carbone da giacimenti profondi (da IPCC, 1997).

PAESE	CH₄ m³/Mg di carbone prodotto
Ex USSR	17,8-22,2
USA	11,0-15,3
Germania	22,4
UK	15,3
Polonia	6,8-12,0
Repubblica Ceca	23,9
Australia	15,6

I suddetti valori saranno utilizzati per stimare le emissioni di metano dovute all'estrazione di carbone destinato all'Italia dai rispettivi paesi ed utilizzato per la produzione

di energia elettrica. Le unità di misura dei fattori di emissione sono convertite in Kg/Mg di carbone prodotto dividendo per $0,670 \text{ Kg/m}^3$ di CH_4 .

Dai dati disponibili in letteratura emerge che per i principali paesi produttori (Sud Africa, Australia, USA) la produzione di carbone da miniere profonde e da miniere superficiali sia approssimativamente di pari entità (EIA, 2005; Lloyd, 2002), tuttavia anche per il carbone sono proposti tre scenari distinti per considerare l'elevata variabilità dovuta alla tipologia di estrazione da giacimento sotterraneo o superficiale. a) Nel primo scenario si considera che la produzione di carbone provenga in pari misura da giacimenti sotterranei e superficiali con variabilità compresa tra 40% e 60%; b) nel secondo scenario si considera una produzione esclusiva da parte dei giacimenti profondi; c) nel terzo scenario si considera la produzione come proveniente dai soli giacimenti superficiali.

Nella seguente tabella sono riportati i dati utilizzati per le simulazioni di Monte Carlo:

Tabella 22 – Valori utilizzati per le simulazioni relativi al contenuto di CO₂ in giacimento ed emissioni di CH₄ per le attività di *mining* e *post-mining* per il carbone proveniente da miniere sotterranee e superficiali.

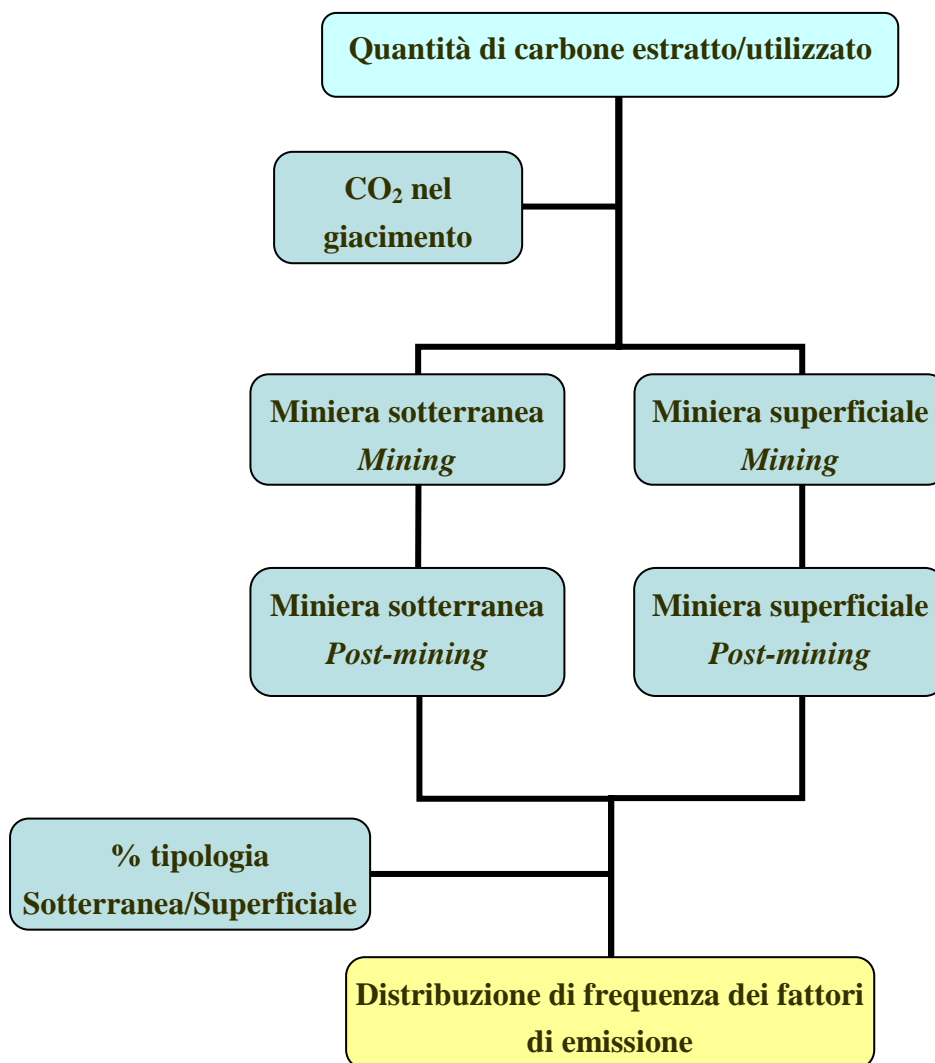
PAESE DI PROVENIENZA	% CO ₂ (v/v)	CH ₄ kg/Mg di carbone prodotto							
		Miniere sotterranee				Miniere superficiali			
		MINING		POST-MINING		MINING		POST-MINING	
		minimo	massimo	minimo	massimo	minimo	massimo	Minimo	massimo
Sud Africa	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Indonesia	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Australia	0,2%-6,0%	9,41 ^a	11,50 ^a	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Colombia	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
USA	0,2%-6,0%	7,37	10,25	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Russia	0,2%-6,0%	11,93	15,01	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Cina	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Canada	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Venezuela	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Ucraina	0,2%-6,0%	11,93	15,01	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Italia	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Polonia	0,2%-6,0%	4,56	8,04	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Egitto	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Giappone	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Bosnia-Erzegovina	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Germania	0,2%-6,0%	13,51 ^b	16,51 ^b	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Slovenia	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13
Francia	0,2%-6,0%	6,70	16,75	0,60	2,68	0,20	1,34	0	0,13

^{a, b} – Ai fattori di emissione medi forniti da IPCC del 1995 (citato in IPCC,1997) è stato applicato un fattore di variabilità ±10%.

Per le simulazioni si è assunto una distribuzione uniforme per tutte le variabili con uguale probabilità di estrarre un valore qualsiasi all'interno dell'intervallo minimo-massimo.

Ai fini del confronto delle emissioni con le altre risorse (gas e petrolio), le emissioni finali stimate sono espresse in Kg/PJ.

Il seguente diagramma riporta una rappresentazione schematica dei fattori che sono oggetto delle simulazioni per ogni paese produttore in relazione alla quantità di carbone importato per il fabbisogno nazionale del 2004.



Per ogni singolo paese produttore sono state eseguite 10.000 estrazioni di fattori di emissione dagli intervalli mostrati in Tabella 22 per le fasi di *mining* e *post-mining* del carbone. Per ogni simulazione è stato calcolato il rispettivo fattore di emissione per tutte le fasi di produzione della risorsa. I fattori di emissione dei vari paesi produttori sono stati utilizzati per il calcolo del fattore di emissione nazionale medio per il carbone utilizzato esclusivamente per la produzione di energia elettrica (media pesata in base alla quantità relativa di risorsa proveniente dai vari paesi produttori).

Scenario 1 (Produzione da miniere sotterranee e superficiali)

Il fattore medio delle emissioni di CO₂ equivalente in fase di precombustione dovute al carbone utilizzato sul territorio nazionale per la produzione elettrica è pari a 58,44±4,98 g/kWh prodotto. L'intervallo di valori della distribuzione è compreso tra 43,49 e 76,83 g CO₂eq./kWh.

In base alle assunzioni definite per i diversi paesi produttori in base alla tipologia di giacimento per l'estrazione del carbone ed ai rispettivi fattori di emissione è possibile riconoscere 5 distribuzioni di frequenza. In relazione a tali distribuzioni sono stati distinti i vari paesi produttori.

In particolare è stato definito il **Gruppo A** di paesi produttori che comprende 11 paesi con distribuzioni sovrapponibili (Sud Africa, Indonesia, Colombia, Cina, Canada, Venezuela, Egitto, Giappone, Bosnia Erzegovina, Slovenia, Francia e Italia).

Nel seguente grafico sono riportate le curve di emissione di CO₂ equivalente per kWh prodotto riferite alle varie aree geografiche di produzione del carbone.

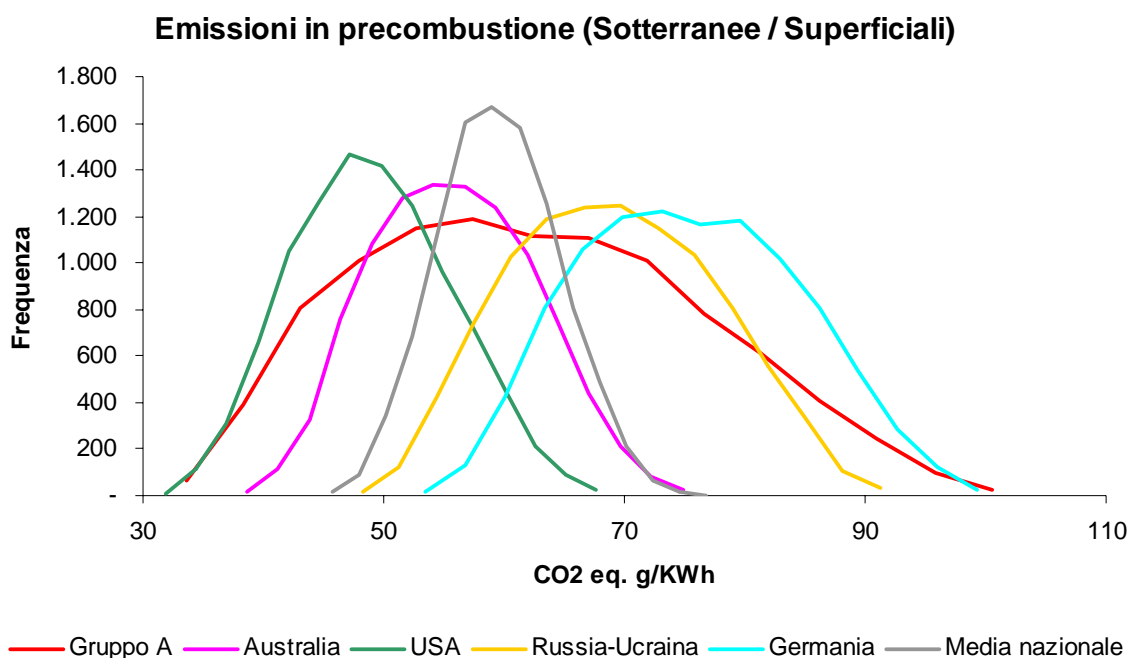


Figura 5 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da carbone (g CO₂eq./kWh) provenienti dalle diverse aree geografiche. L'estrazione di carbone avviene in pari misura da miniere superficiali e sotterranee.

In Tabella 23 sono riportati i fattori di emissione (g CO₂eq./kWh) calcolati in base alle simulazioni eseguite ed alcuni parametri statistici delle relative distribuzioni.

Tabella 23 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per le diverse aree geografiche. Estrazione di carbone da miniere superficiali e sotterranee.

	Gruppo A	Australia	USA	Russia-Ucraina	Germania	Media (mix)
Media	59,95	54,51	47,68	67,47	73,80	58,44
dev. st.	14,04	6,70	6,56	8,51	9,04	4,98
Minimo	28,77	36,06	29,29	45,13	50,26	43,49
Massimo	100,54	74,83	67,69	91,21	99,23	76,83
75° percentile	69,90	59,37	52,27	73,73	80,48	61,86
90° percentile	79,42	63,51	56,52	79,01	86,03	65,11
95° percentile	84,35	65,75	58,77	81,77	88,90	66,87

In Tabella 24 sono illustrate le emissioni di anidride carbonica calcolate in relazione all'ammontare effettivo di carbone importato da ciascun paese ed utilizzato per la produzione di energia elettrica, le emissioni sono espresse in kt di CO₂eq.

Tabella 24 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di carbone utilizzato in Italia. Estrazione di carbone da miniere superficiali e sotterranee.

					Percentile			Contr. %
	Media	dev.st	min	max	75°	90°	95°	
Sud Africa	618,84	144,96	296,97	1.037,86	721,59	819,85	870,73	23,27%
Indonesia	614,16	145,30	295,84	1.035,56	720,88	814,77	862,55	23,10%
Colombia	306,24	72,22	136,33	513,23	359,63	406,26	430,50	11,52%
Australia	297,52	36,54	196,80	408,38	324,02	346,63	358,84	11,19%
Russia	224,42	28,29	150,10	303,37	245,22	262,78	271,95	8,44%
USA	206,61	28,43	126,95	293,33	226,51	244,92	254,67	7,77%
Cina	120,10	28,03	58,48	198,96	140,26	158,89	168,54	4,52%
Canada	95,76	22,66	45,71	160,35	112,29	127,29	135,21	3,60%
Venezuela	82,93	19,30	38,64	136,73	96,92	109,87	116,42	3,12%
Ucraina	45,48	5,69	30,94	62,61	49,66	53,11	55,10	1,71%
Italia	26,23	6,09	12,56	43,05	30,60	34,67	36,83	0,99%
Egitto	11,58	2,72	5,51	19,41	13,54	15,34	16,28	0,44%
Giappone	8,40	1,95	3,97	14,09	9,81	11,09	11,73	0,32%
Polonia	7,72	1,31	4,24	11,79	8,62	9,49	10,00	0,29%
Bosnia Erzeg.	1,97	0,46	0,93	3,26	2,30	2,61	2,77	0,07%
Germania	1,20	0,15	0,82	1,61	1,31	1,40	1,45	0,05%
Slovenia	0,59	0,14	0,29	1,00	0,70	0,79	0,84	0,02%
Francia	0,06	0,01	0,03	0,10	0,07	0,08	0,09	0,00%
Totale (mix)	2.659,02	226,60	1.978,91	3.495,68	2.814,43	2.962,42	3.042,75	100,00%

In termini di emissioni di CO₂ equivalente i primi 4 paesi importatori determinano il 69,08% delle emissioni totali in fase di precombustione attribuibili al carbone utilizzato in Italia per la produzione di energia elettrica (2,66±0,23 Mt CO₂eq.).

Scenario 2 (Produzione da miniere sotterranee)

In questo scenario si assume che l'estrazione di carbone avvenga esclusivamente da miniera sotterranea.

Le emissioni medie di CO₂ equivalente in fase di precombustione per kWh prodotto da utilizzo di carbone per la produzione elettrica nazionale è pari a 109,85±8,69 g/kWh. L'intervallo di valori della distribuzione relativa al mix di carbone è compreso tra 85,43 e 135,54 g CO₂eq./kWh. La produzione di carbone da giacimenti profondi determina un incremento delle emissioni di un fattore medio 1,88 rispetto a quanto previsto per lo scenario 1.

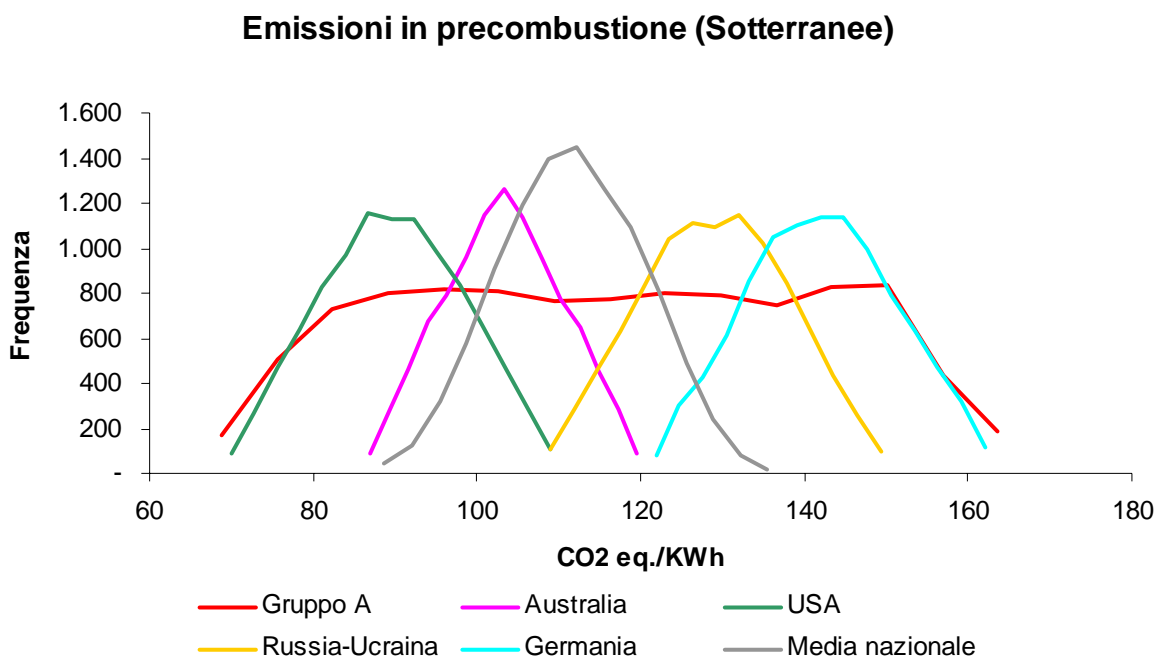


Figura 6 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da carbone (g CO₂eq./kWh) provenienti dalle diverse aree geografiche. L'estrazione di carbone avviene da miniere sotterranee.

Nella tabella che segue sono riportati i fattori di emissione (g CO₂eq./kWh) calcolati in base alle simulazioni eseguite ed alcuni parametri statistici delle relative distribuzioni.

Tabella 25 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per le diverse aree geografiche. Estrazione di carbone da miniere sotterranee.

	Gruppo A	Australia	USA	Russia-Ucraina	Germania	Media (mix)
Media	112,95	102,09	88,24	127,63	140,66	109,85
dev. st.	25,16	7,21	8,71	8,97	9,00	8,69
Minimo	62,03	84,72	67,21	106,04	118,97	85,43
Massimo	163,70	119,57	109,08	149,33	162,08	135,54
75° percentile	134,39	107,28	94,68	134,22	147,17	116,05
90° percentile	147,04	111,97	99,95	139,66	152,96	121,38
95° percentile	151,48	114,05	102,67	142,45	155,79	124,16

Nella successiva tabella sono illustrate le emissioni di anidride carbonica calcolate in relazione all'ammontare effettivo di carbone importato da ciascun paese ed utilizzato per la produzione di energia elettrica, le emissioni sono espresse in kt di CO₂eq.

Tabella 26 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di carbone utilizzato in Italia. Estrazione di carbone da miniere sotterranee.

					Percentile			Contr. %
	Media	dev.st	min	max	75°	90°	95°	
Sud Africa	1.165,96	259,68	640,36	1.689,84	1.387,28	1.517,84	1.563,72	23,33%
Indonesia	1.158,50	256,13	637,09	1.675,93	1.373,13	1.504,33	1.555,22	23,18%
Colombia	574,13	127,73	316,00	837,79	682,58	747,91	775,50	11,49%
Australia	557,17	39,32	462,39	652,56	585,49	611,10	622,44	11,15%
Russia	424,50	29,85	352,70	496,68	446,43	464,51	473,78	8,49%
USA	382,40	37,73	291,27	472,72	410,29	433,14	444,92	7,65%
Cina	226,05	50,02	125,57	329,06	268,73	294,38	304,29	4,52%
Canada	179,89	39,53	98,03	260,67	213,22	233,07	241,99	3,60%
Venezuela	155,74	34,75	85,61	226,25	185,36	202,71	209,52	3,12%
Ucraina	86,03	6,10	71,39	100,69	90,48	94,37	96,13	1,72%
Italia	49,35	10,95	27,12	71,66	58,70	64,10	66,28	0,99%
Egitto	21,88	4,88	12,06	31,60	26,00	28,48	29,45	0,44%
Giappone	15,79	3,53	8,63	22,90	18,84	20,59	21,28	0,32%
Polonia	13,94	2,06	9,11	18,81	15,47	16,71	17,35	0,28%
Bosnia Erzeg.	3,69	0,83	2,03	5,36	4,39	4,81	4,99	0,07%
Germania	2,29	0,15	1,94	2,64	2,39	2,49	2,53	0,05%
Slovenia	1,12	0,25	0,61	1,62	1,33	1,45	1,50	0,02%
Francia	0,12	0,03	0,06	0,17	0,14	0,15	0,15	0,00%
Totale (mix)	4.998,32	395,61	3.886,94	6.166,97	5.280,30	5.522,70	5.649,40	100,00%

Per questo scenario le emissioni medie di CO₂ eq. in fase di precombustione attribuibili al carbone ed utilizzato per la produzione elettrica ammontano a 5,00±0,40 Mt CO₂eq.

Scenario 3 (Produzione da miniere superficiali)

Per questo scenario si hanno i fattori di emissioni più bassi. Inoltre, data la relativa similarità dei fattori di emissione, i diversi paesi produttori presentano distribuzioni di frequenza simili. In Figura 7 sono rappresentate la curva per i vari paesi produttori e la curva dovuta al mix di carbone utilizzato in Italia.

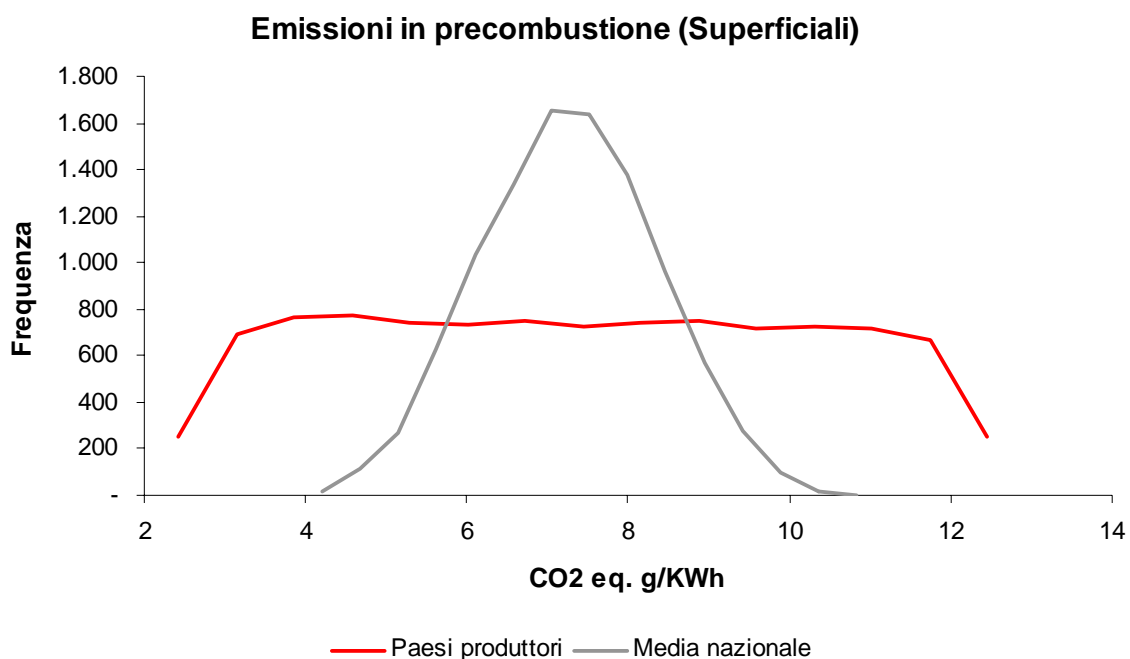


Figura 7 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da carbone (g CO₂eq./kWh) dai paesi produttori. L'estrazione di carbone avviene da miniere superficiali.

In Tabella 27 sono riportati i fattori di emissione (g CO₂eq./kWh) calcolati in base alle simulazioni eseguite ed alcuni parametri statistici delle relative distribuzioni. Il valore medio per il mix di carbone è pari a 7,03±1,08 g CO₂eq./kWh.

Tabella 27 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per le diverse aree geografiche. Estrazione di carbone da miniere superficiali.

	Paesi produttori	Media (mix)
Media	7,04	7,03
dev. st.	2,82	1,08
Minimo	1,72	3,73
Massimo	12,45	10,84
75° percentile	9,46	7,79
90° percentile	10,95	8,44
95° percentile	11,44	8,85

In Tabella 28 sono riportate le emissioni serra in relazione all'ammontare effettivo di

carbone importato da ciascun paese ed utilizzato per la produzione di energia elettrica, le emissioni sono espresse in kt di CO₂ eq.

Tabella 28 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di carbone utilizzato in Italia. Estrazione di carbone da miniere superficiali.

					Percentile			Contr. %
	Media	dev.st	min	max	75°	90°	95°	
Sud Africa	72,64	29,07	17,73	128,55	97,61	113,06	118,08	22,71%
Indonesia	72,42	28,84	17,77	127,00	97,30	111,78	116,76	22,64%
Australia	38,62	15,26	9,29	67,94	51,76	59,51	62,20	12,07%
Colombia	36,19	14,31	8,71	63,52	48,57	55,99	58,36	11,31%
USA	30,52	12,17	7,67	53,78	41,04	47,27	49,39	9,54%
Russia	23,48	9,31	5,79	41,37	31,55	36,42	37,93	7,34%
Cina	14,16	5,62	3,45	24,85	19,01	21,84	22,80	4,43%
Canada	11,26	4,50	2,73	19,80	15,16	17,41	18,16	3,52%
Venezuela	9,80	3,85	2,40	17,17	13,14	15,04	15,70	3,06%
Ucraina	4,74	1,89	1,17	8,35	6,35	7,35	7,66	1,48%
Italia	3,10	1,23	0,75	5,44	4,15	4,78	4,99	0,97%
Polonia	1,48	0,58	0,35	2,59	1,99	2,28	2,38	0,46%
Egitto	1,37	0,54	0,33	2,40	1,83	2,12	2,21	0,43%
Giappone	0,99	0,39	0,24	1,73	1,32	1,52	1,58	0,31%
Bosnia Erzeg.	0,23	0,09	0,06	0,41	0,31	0,36	0,37	0,07%
Germania	0,12	0,05	0,03	0,20	0,15	0,18	0,19	0,04%
Slovenia	0,07	0,03	0,02	0,12	0,09	0,11	0,11	0,02%
Francia	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00%
Totale (mix)	319,88	49,34	169,66	493,13	354,37	384,15	402,57	100,00%

Le emissioni di CO₂ eq., nel caso di produzione esclusivamente dovuta a giacimenti superficiali, è estremamente ridotta. Infatti, le emissioni medie dovute al mix di carbone proveniente dai vari paesi produttori ammontano a 0,32±0,05 Mt CO₂eq.

Dai risultati presentati risulta evidente che i fattori di emissione in fase di precombustione del mix di carbone utilizzato sul territorio nazionale sono fortemente dipendenti dalla tipologia di giacimento in cui avviene l'estrazione del carbone. Nel seguente grafico sono riportate le curve di distribuzione dei fattori di emissione nei tre scenari esaminati relativamente al mix di carbone utilizzato in Italia per la produzione elettrica.

Emissioni in precombustione

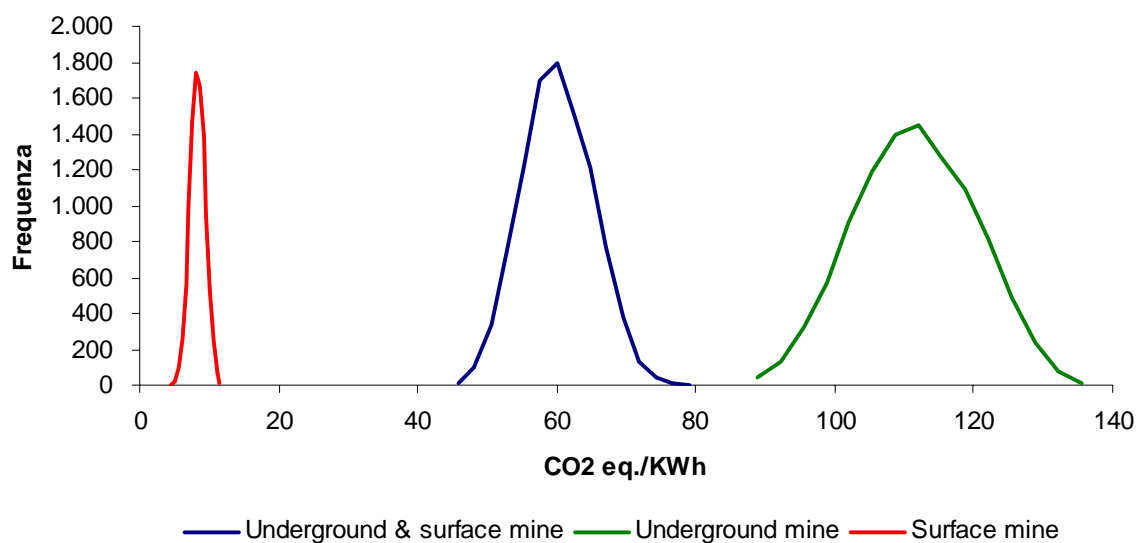


Figura 8 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione del mix nazionale di carbone per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂ eq./kWh) per i tre scenari esaminati.

Come già visto i fattori di emissione più bassi sono relativi alla produzione di carbone da giacimento superficiale, mentre i fattori di emissione più elevati sono associati alla produzione di carbone da miniere profonde.

4.2.3. Petrolio

Il parametro che sarà oggetto delle simulazioni di Monte Carlo per la valutazione delle emissioni in fase di precombustione del petrolio sarà il fattore di emissioni di CH₄ per unità di petrolio prodotto. I fattori di emissione forniti dalle linee guida IPCC (1997) sono espressi in quantità di metano emesso per equivalente energetico di petrolio estratto e movimentato/raffinato (Kg/PJ) e sono distinti per le fasi di:

1. estrazione dal giacimento;
2. trasporto;
3. raffinazione;
4. deposito.

Le emissioni dovute alle attività di estrazione (*fuggitive, venting, flaring*) sono calcolate in base ai fattori di emissione di *default* di IPCC (2000a). Per il trasporto sono stati considerati i fattori di emissione riportati nel rapporto IPCC (1997), mentre per le fasi di raffinazione e deposito sono stati considerati i fattori di emissione calcolati da APAT per il *Common Reporting Format* (CRF) del 2005 (Tabella 1.B.2 del CRF).

Come già detto per il gas anche l'estrazione di idrocarburi liquidi comporta notevoli emissioni di gas serra in atmosfera (soprattutto metano). Le attività di *venting* e *flaring*, già descritte nel paragrafo 4.2.1, oltre alle emissioni fuggitive sono tra le principali sorgenti di gas serra.

Il rapporto IPCC (2000a) riporta i fattori di emissioni fuggitive, da *flaring* e *venting* in base ai dati forniti dall'industria petrolifera del Nord America. In relazione alla produzione di petrolio convenzionale o pesante sono riportate le emissioni di CO₂, CH₄ e N₂O. La seguente tabella ricapitola i fattori di emissione per i tre gas serra espressi in Kg/PJ di petrolio estratto, per il metano sono riportati due valori che si riferiscono all'intervallo minimo-massimo delle rispettive emissioni.

Dai dati risulta evidente che il *flaring* riduce drasticamente l'emissione di metano determinando un conseguente incremento di emissioni di anidride carbonica, che ha un potere radiativo ~21 volte inferiore rispetto al metano.

Tabella 29 – Fattori di emissione per le attività di produzione del petrolio (da IPCC, 2000a).

Emissioni (Kg/ PJ)	Fuggitive			Venting			Flaring		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Petrolio convenzionale	7.372	38.227	-	328	1.693	-	1.829.444	137	18
		40.958			73.724			7.372	
Petrolio pesante	183	21.844	-	1.365	573.408	-	1.337.952	1.365	13
		32.766			737.239			5.461	

Per ENI le emissioni dovute a *venting* e *flaring* contribuiscono per circa il 66% delle emissioni di gas serra nelle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi (ENI, 2005). Per il *flaring* il rapporto EMEP/CORINAIR (2003) fornisce un fattore di emissione di CO₂ compreso tra 2,36 e 2,43 Kg/Sm³ di gas combusto, mentre per le emissioni di CH₄ il fattore di emissione è compreso tra 0,0002 e 0,01 Kg/Sm³ in relazione all'efficienza di combustione.

ENI (2005) riporta dati di emissione in atmosfera per le attività di *Exploration & Production* (E&P) del 2004 pari a 34,21 Mt CO₂eq., tale valore comprende le emissioni fuggitive, le emissioni dovute ai consumi energetici ed alle attività di *flaring* e *venting*. Mediamente, per le attività di E&P di ENI, il *flaring* incide per il 59% delle emissioni di CO₂ eq., tuttavia il dato può variare notevolmente in relazione alle aree geografiche in cui la società opera, infatti la percentuale di emissioni totali dovute al *flaring* è compresa tra 4% e 74%. Il *venting* incide mediamente per il 7% sulle emissioni totali di CO₂eq., con variazioni comprese tra 0% e 66%. Occorre precisare che tali emissioni si riferiscono sia ad attività di estrazione di gas naturale che di petrolio, pertanto non è possibile distinguere le emissioni dovute alle due attività.

Per la produzione di petrolio, come per le altre risorse, sono proposti tre scenari per considerare la variabilità dovuta al tipo di petrolio prodotto, convenzionale o pesante. a) Nel primo scenario si considera la produzione di petrolio convenzionale e di petrolio pesante con variabilità tra le due tipologie di estrazione compresa tra 40% e 60%; b) nel secondo scenario si considera una produzione esclusiva di petrolio pesante; c) nel terzo scenario si considera la produzione di petrolio convenzionale.

L'industria petrolifera classifica il petrolio greggio in relazione alla densità (*API gravity*) o alla viscosità (leggero, intermedio, pesante). Il petrolio convenzionale è producibile a basso costo e rappresenta il 95% di tutto il petrolio prodotto fino ad oggi (Scrocca, 2005). Il petrolio pesante, caratterizzato da elevata viscosità, in visione dell'esaurimento di scorte di petrolio convenzionale comincia a rappresentare un obiettivo di estrazione per le industrie petrolifere. Si ritiene, infatti, che esistano vaste riserve di petrolio non convenzionale, di cui fanno parte il petrolio pesante, le scisti bituminose e le argilliti petrolifere.

Il petrolio pesante viene estratto e raffinato come il petrolio convenzionale, tuttavia presenta una maggiore viscosità rispetto a quest'ultimo ed ha un tenore di zolfo più elevato e maggiori concentrazioni di metalli pesanti che richiedono una maggiore attività di raffinazione, inoltre le operazioni di estrazione da giacimenti più profondi o meno ricchi di idrocarburi comporta maggiori emissioni. L'attuale paniere dell'OPEC è costituito da una miscela di greggi leggeri e pesanti, la miscela è più pesante delle miscele Brent (15 tipi di petrolio provenienti da Europa, Africa, e Medio Oriente) e WTI (*West Texas Intermediate* di produzione del nord America).

Di seguito è riportata la tabella con i fattori di emissione utilizzati per le simulazioni di Monte Carlo. I fattori di emissione, laddove presenti per più gas serra, sono stati espressi come CH₄ equivalente³, al fine di poter essere sommati tra di loro ed essere attribuiti alla produzione di petrolio convenzionale o pesante.

³ CH₄ eq. = (CO₂ Kg/PJ) / 21 + CH₄ Kg/PJ + (N₂O Kg/PJ x 296) / 21

Tabella 30 – Valori utilizzati per le simulazioni relativi emissioni di CH₄ per le attività di produzione, trasporto, raffinazione/deposito di petrolio convenzionale e pesante.

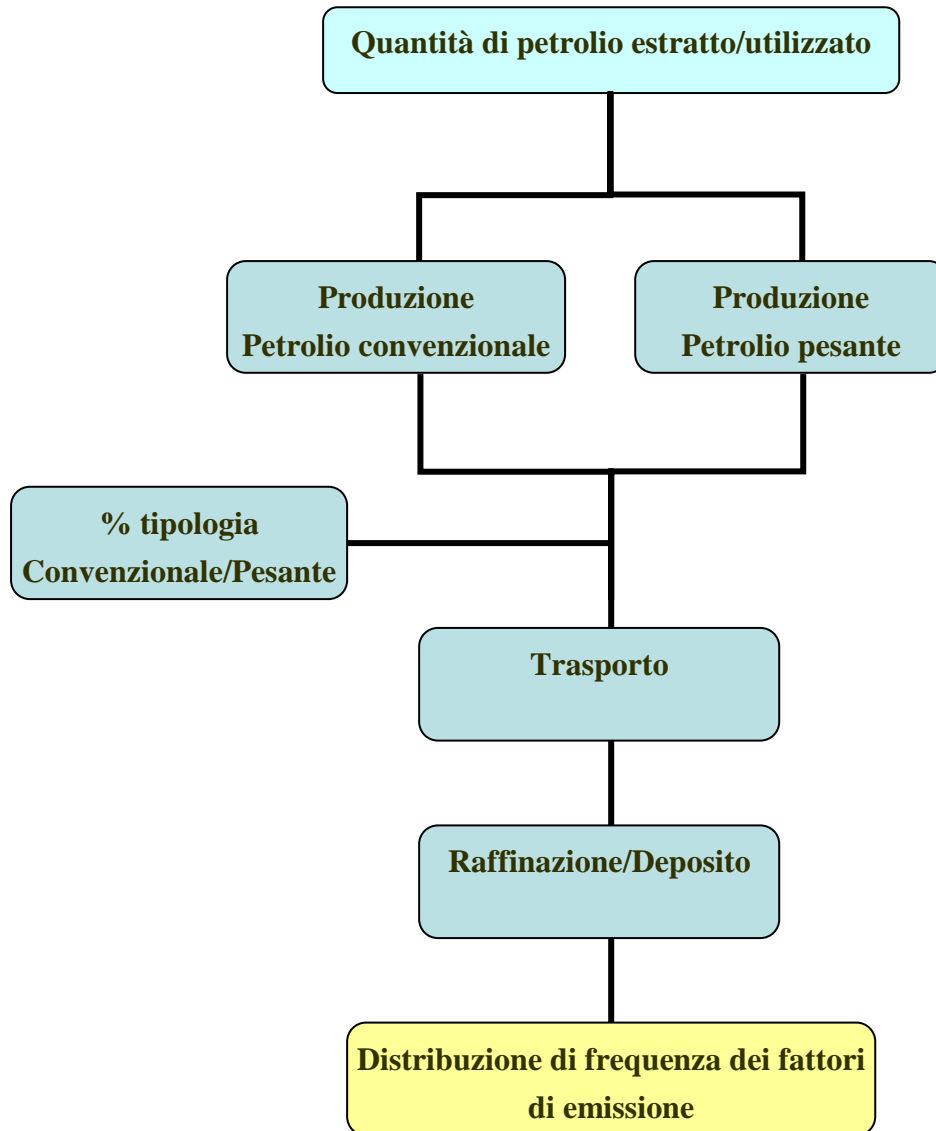
AREA DI PROVENIENZA	CH ₄ kg/PJ di petrolio							
	Produzione di petrolio convenzionale		Produzione di petrolio pesante		Trasporto ^a		Raffinazione / Deposito ^b	
	minimo	massimo	minimo	massimo	Minimo	massimo	minimo	massimo
Libia	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Russia	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Arabia Saudita	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Africa	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Iran	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Medio Oriente	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Italia	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
ex URSS	127.798	209.795	660.580	839.429	671	820	23.708	28.976
Mare del Nord	127.798	209.795	660.580	839.429	745	2.500	23.708	28.976

^a Al fattore di emissione medio pari a 745 CH₄ kg/PJ (IPCC, 1997) è stato applicato il fattore di variabilità ±10%.

^b Al fattore di emissione medio pari a 26,342 CH₄ kg/PJ (APAT, 2005 - CRF) è stato applicato il fattore di variabilità ±10%.

Per le simulazioni si è assunto una distribuzione uniforme per tutte le variabili con uguale probabilità di estrarre un valore qualsiasi all'interno dell'intervallo minimo-massimo.

Il seguente diagramma riporta una rappresentazione schematica dei fattori che sono oggetto delle simulazioni per ogni paese produttore in relazione alla quantità di petrolio importato per il fabbisogno nazionale del 2004. Nel diagramma non figura la quantità di CO₂ nel giacimento che non è stata considerata nelle simulazioni poiché nei fattori di emissione utilizzati sono comprese anche le emissioni di anidride carbonica.



Per ogni singolo paese produttore sono state eseguite 10.000 estrazioni di fattori di emissione dagli intervalli riportati in Tabella 30 per ognuna delle fasi di produzione del petrolio, dall'estrazione alla raffinazione/deposito. Per ogni simulazione è stato calcolato il fattore di emissione per tutte le fasi di produzione. I fattori di emissione di ogni paese sono stati utilizzati per il calcolo del fattore di emissione nazionale medio per il petrolio utilizzato esclusivamente per la produzione di energia elettrica (media pesata in base alla quantità relativa di risorsa dai vari paesi produttori).

Scenario 1 (Produzione di petrolio pesante & convenzionale)

I fattori di emissione considerati per la produzione di petrolio sono simili per tutti i paesi produttori, pertanto le relative curve di distribuzione sono tra loro sovrapponibili, conseguentemente l'analisi della distribuzione dei fattori di emissione sarà effettuata per il gruppo definito da tutti i paesi e per la media dovuta al mix nazionale.

Il fattore di emissione nazionale medio in fase di precombustione per questo scenario è pari a $111,13 \pm 3,37$ g CO₂eq./kWh. Dal seguente grafico è possibile vedere che la distribuzione relativa al mix nazionale ha una media simile alla media delle distribuzioni relative ad ogni singolo paese produttore (111,15 g CO₂eq./kWh), tuttavia queste ultime sono caratterizzate da maggiore variabilità intorno alla media, infatti le deviazioni standard sono 3,37 e 8,62 g CO₂eq./kWh, rispettivamente per il mix nazionale e per i singoli paesi produttori.

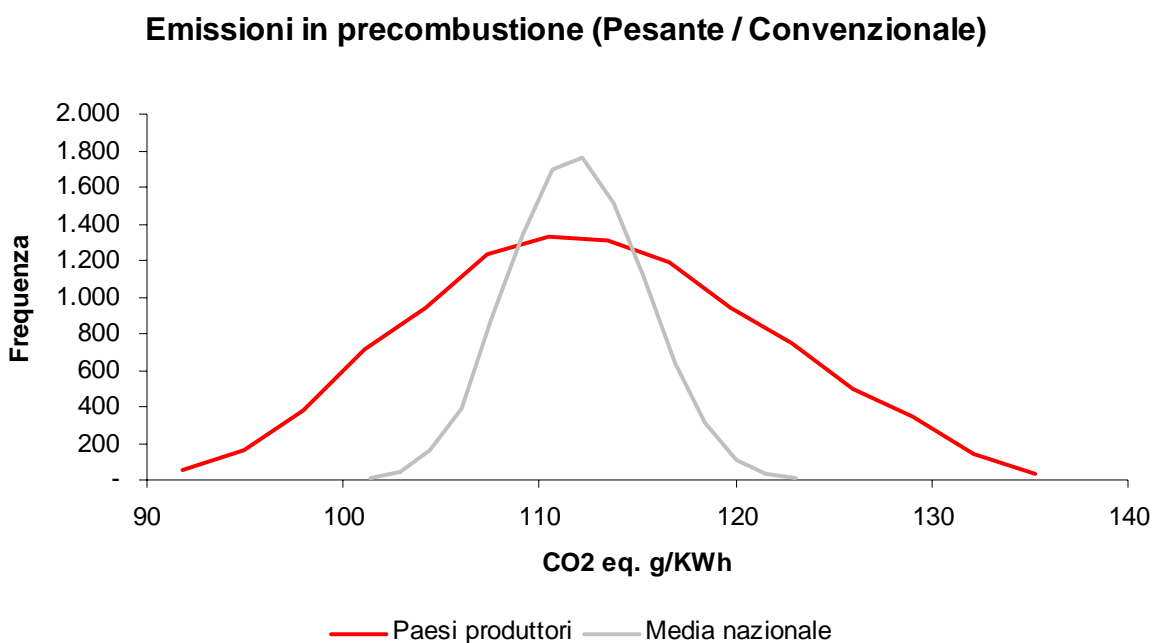


Figura 9 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da petrolio pesante e convenzionale (g CO₂eq./kWh) dai paesi produttori.

Nella tabella che segue sono riportati i fattori di emissione (g CO₂eq./kWh) calcolati in base alle simulazioni eseguite ed alcuni parametri statistici delle relative distribuzioni.

Tabella 31 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) da petrolio pesante.

	Paesi produttori	Media (mix)
Media	111,15	111,13
dev. st.	8,62	3,37
Minimo	88,68	99,80
Massimo	135,26	123,10
75° percentile	117,25	113,43
90° percentile	122,96	115,52
95° percentile	126,03	116,77

Nella seguente tabella sono riportate le emissioni serra, espresse in kt di CO₂ eq., in relazione all'ammontare effettivo di petrolio importato da ciascun paese ed utilizzato per la produzione elettrica.

L'emissione media di CO₂ eq. da parte dei primi 4 paesi importatori ammonta al 69,47% delle emissioni totali in fase di precombustione attribuibili al petrolio utilizzato in Italia per la produzione di energia elettrica (5,25±0,16 Mt CO₂eq.). Ovviamente, dati gli stessi fattori di emissione per i vari paesi produttori, la differenza delle emissioni è dovuta esclusivamente alla quantità di risorsa importata dai rispettivi paesi.

Tabella 32 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di petrolio utilizzato in Italia. Scenario di utilizzo di petrolio pesante e convenzionale.

	Media	dev.st	min	max	Percentile			Contr. %
					75°	90°	95°	
Libia	1.248,54	96,87	996,11	1.519,30	1.316,99	1.381,11	1.415,67	23,80%
Russia	1.129,71	87,43	902,69	1.368,44	1.190,98	1.249,46	1.278,71	21,54%
Arabia Saudita	669,89	51,31	533,74	808,62	705,56	740,67	758,29	12,77%
Africa	595,86	45,95	476,43	724,97	628,25	659,05	674,68	11,36%
Iran	544,43	41,82	434,41	662,33	573,27	601,39	617,08	10,38%
Medio Oriente	373,53	28,90	299,53	459,05	393,25	413,27	423,05	7,12%
Italia	308,56	23,80	245,86	375,15	324,92	340,92	349,60	5,88%
ex URSS	193,06	14,87	153,14	234,86	203,62	213,31	218,42	3,68%
Mare del Nord	181,94	14,05	143,46	221,52	191,87	201,12	206,14	3,47%
Totale (mix)	5.245,51	159,20	4.710,41	5.810,25	5.353,84	5.452,32	5.511,43	100,00%

Scenario 2 (Produzione di petrolio pesante)

Questo scenario, prevedendo l'esclusiva produzione di petrolio pesante, presenta il fattore di emissione nazionale medio più elevato pari a $172,36 \pm 4,52$ g CO₂eq./kWh.

La distribuzione dei fattori di emissione per ciascun paese produttore è uniforme poiché i fattori di emissione per la produzione di petrolio pesante sono definiti all'interno di intervalli simili per tutti i paesi produttori, inoltre il contributo, in termini di emissione, proveniente dalle fasi di trasporto e raffinazione/deposito è relativamente basso rispetto alla fase di produzione.

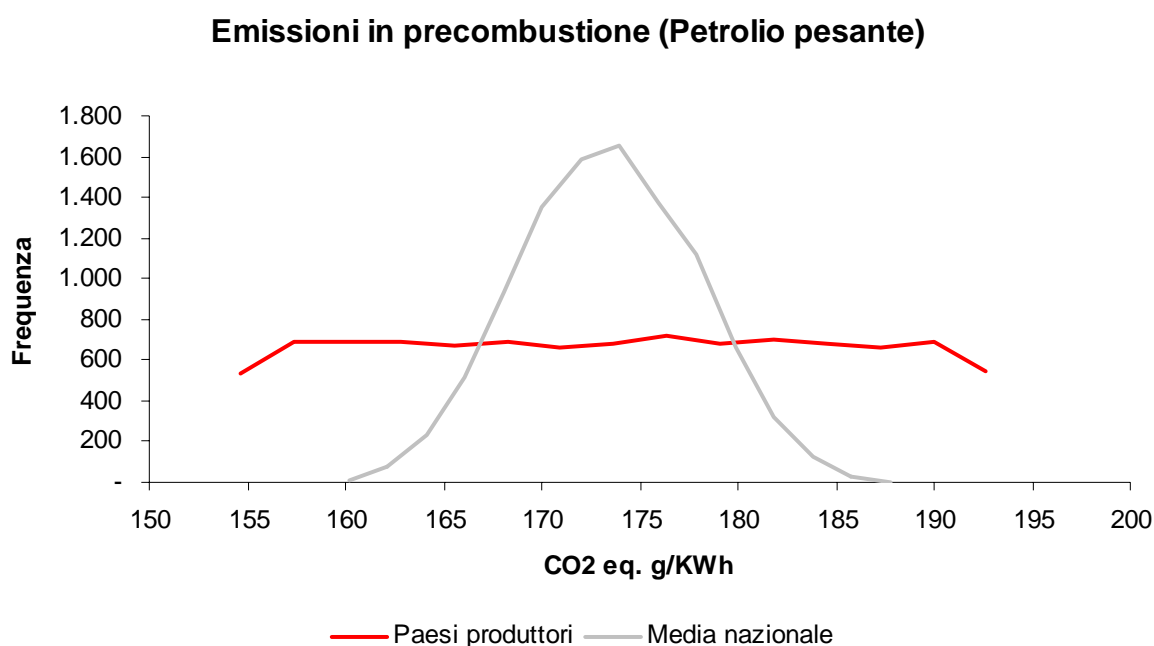


Figura 10 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da petrolio pesante (g CO₂eq./kWh) dai paesi produttori.

Nelle seguenti tabelle sono riportati i fattori di emissione medi e la quantità di CO₂eq. emessa in relazione ai quantitativi di risorsa importati in Italia ed utilizzati per la produzione di energia elettrica.

Tabella 33 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) da petrolio pesante.

	Paesi produttori	Media (mix)
Media	172,31	172,36
dev. st.	11,43	4,52
Minimo	151,97	158,19
Massimo	192,67	187,77
75° percentile	182,11	175,54
90° percentile	188,12	178,21
95° percentile	190,11	179,79

Tabella 34 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di petrolio utilizzato in Italia. Scenario di utilizzo di petrolio pesante.

	Media	dev.st	min	max	Percentile			Contr. %
					75°	90°	95°	
Libia	1.935,46	128,42	1.706,98	2.164,14	2.045,58	2.113,09	2.135,40	23,79%
Russia	1.750,81	116,30	1.544,90	1.957,49	1.851,40	1.913,59	1.933,72	21,52%
Arabia Saudita	1.038,67	68,69	915,84	1.160,95	1.098,28	1.132,44	1.144,82	12,77%
Africa	924,70	61,56	814,55	1.032,88	978,50	1.009,90	1.020,44	11,37%
Iran	844,95	56,13	744,84	944,85	893,26	922,89	932,25	10,39%
Medio Oriente	581,05	38,66	512,34	649,32	614,94	634,78	640,91	7,14%
Italia	479,31	31,72	422,66	535,52	506,28	523,72	528,92	5,89%
ex URSS	298,77	20,05	263,81	334,60	316,06	326,82	330,34	3,67%
Mare del Nord	281,60	18,70	248,51	315,26	297,89	307,57	310,93	3,46%
Totale (mix)	8.135,32	213,19	7.466,77	8.862,52	8.285,57	8.411,75	8.485,89	100,00%

La quantità media di CO₂eq. emessa in fase di precombustione per la produzione elettrica è pari a 8,14±0,22 Mt CO₂eq.

Scenario 3 (Produzione di petrolio convenzionale)

Il terzo scenario, prevedendo la produzione di petrolio convenzionale, esprime i fattori di emissione medi più bassi rispetto ai precedenti scenari. Infatti, il fattore di emissione nazionale medio è pari a $43,45 \pm 2,07$ g CO₂eq./kWh, inferiore di un fattore 2,56 rispetto allo scenario 1 e di un fattore 3,97 rispetto allo scenario 2.

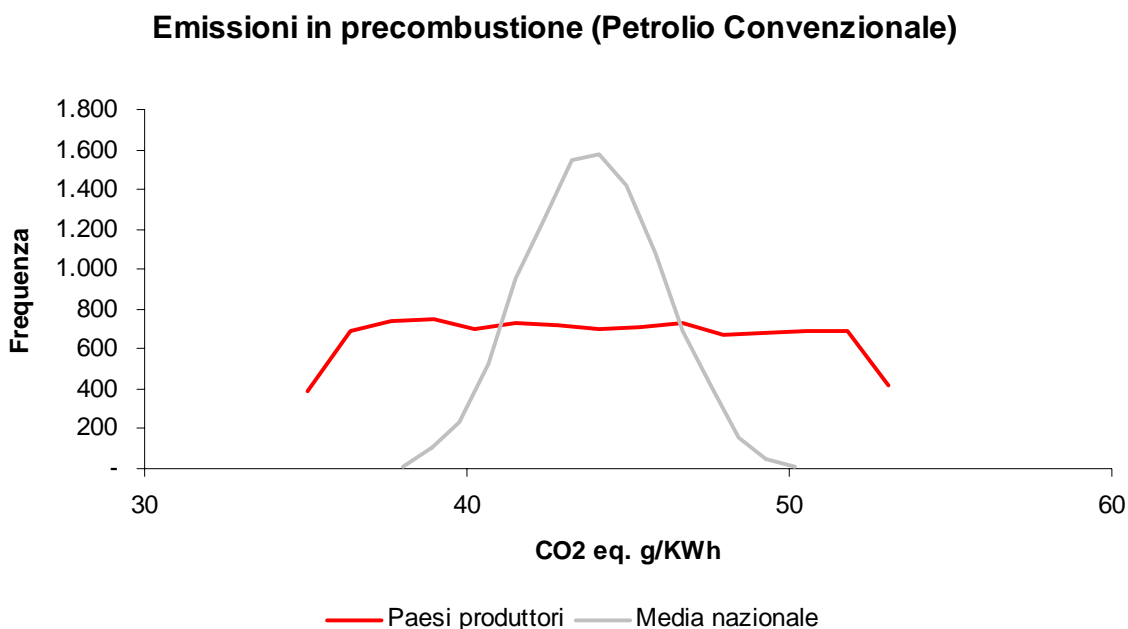


Figura 11 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta da petrolio convenzionale (g CO₂eq./kWh) dai paesi produttori.

Nelle seguenti tabelle sono riportati i fattori di emissione medi e la quantità di CO₂eq. emessa in relazione ai quantitativi di risorsa importati in Italia ed utilizzati per la produzione di energia elettrica.

Tabella 35 – Fattori di emissione per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) da petrolio convenzionale.

	Paesi produttori	Media (mix)
Media	43,38	43,45
dev. st.	5,25	2,07
Minimo	33,80	37,17
Massimo	53,09	50,17
75° percentile	47,89	44,89
90° percentile	50,71	46,16
95° percentile	51,63	46,88

Per questo scenario la quantità media di CO₂eq. emessa in fase di precombustione per la produzione elettrica è pari a 2,05±0,10 Mton CO₂eq.

Tabella 36 – Quantità di CO₂eq. (kt) emessa in atmosfera nelle rispettive aree geografiche in relazione alla quantità di petrolio utilizzato in Italia. Scenario di utilizzo di petrolio convenzionale.

	Media	dev.st	min	max	Percentile			Contr. %
					75°	90°	95°	
Libia	487,24	58,92	379,72	596,29	537,92	569,62	579,93	23,76%
Russia	442,26	53,73	343,47	539,39	488,71	516,43	524,96	21,57%
Arabia Saudita	261,75	31,47	204,00	319,81	288,43	305,59	310,91	12,76%
Africa	232,89	28,23	181,53	284,40	257,24	271,78	276,54	11,36%
Iran	213,09	25,80	165,82	260,26	235,23	248,63	253,06	10,39%
Medio Oriente	146,10	17,66	114,14	178,90	161,03	170,61	173,95	7,12%
Italia	120,97	14,58	94,19	147,60	133,67	140,90	143,52	5,90%
ex URSS	75,24	9,19	58,64	92,21	83,22	88,06	89,75	3,67%
Mare del Nord	71,22	8,60	55,29	87,33	78,58	83,23	84,64	3,47%
Totale (mix)	2.050,76	97,82	1.754,24	2.368,02	2.118,82	2.178,76	2.212,74	100,00%

Come per il carbone anche per il petrolio i fattori di emissione in fase di precombustione del mix utilizzato sono fortemente dipendenti dal tipo di produzione, se di petrolio convenzionale o pesante. In Figura 12 sono riportate le curve di distribuzione dei fattori di emissione nei tre scenari esaminati relativamente al mix di petrolio utilizzato in Italia per la produzione elettrica.

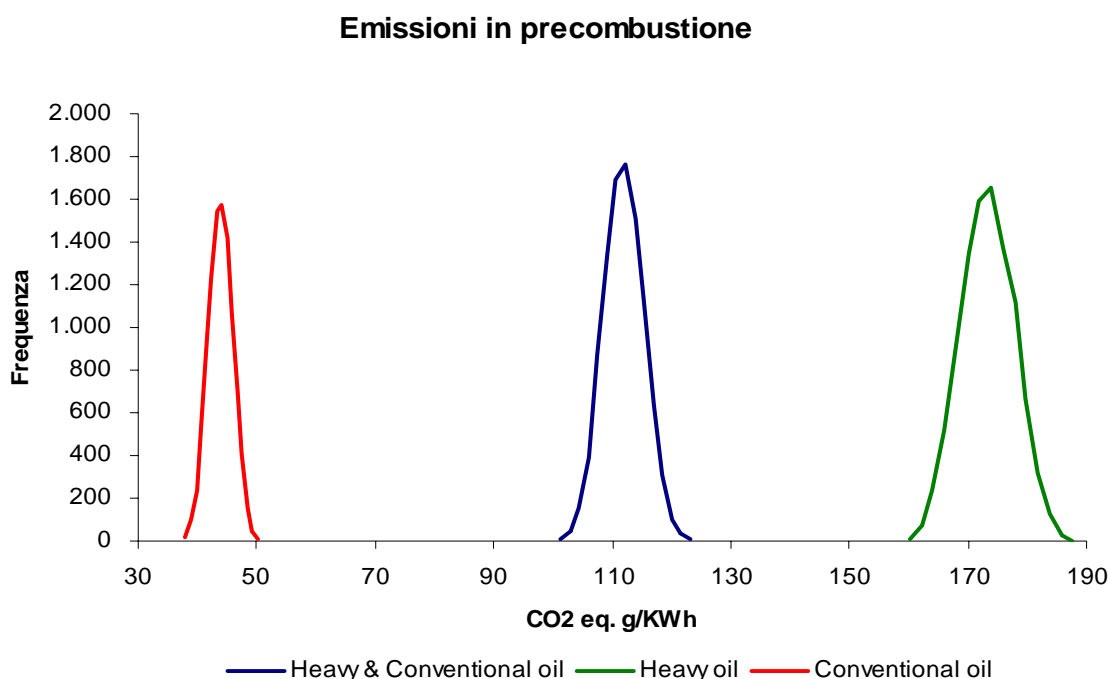


Figura 12 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione del mix nazionale di petrolio per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per i tre scenari esaminati.

4.2.4. Confronto tra combustibili fossili

Per ognuno dei combustibili fossili sono stati definiti tre scenari che hanno portato a fattori di emissione medi riferiti al mix nazionale che possono essere classificati come alti, intermedi, e bassi. Nella seguente analisi si intende confrontare i tre combustibili prendendo in esame i tre livelli di emissione risultati dalle simulazioni condotte.

In Figura 13 sono illustrate le distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per i tre combustibili fossili relativamente agli scenari che hanno determinato i fattori di emissione intermedi per ciascun combustibile. E' evidente che in fase di precombustione il carbone presenta i fattori di emissione più bassi, mentre il gas naturale ed il petrolio presentano fattori di emissione medi comparabili. La distribuzione relativa al combustibile liquido è compresa nell'intervallo di variazione del combustibile gassoso caratterizzato da maggiore variabilità rispetto al primo, i fattori di emissione medi dei due combustibili sono tra loro comparabili (~111 g CO₂eq./kWh).

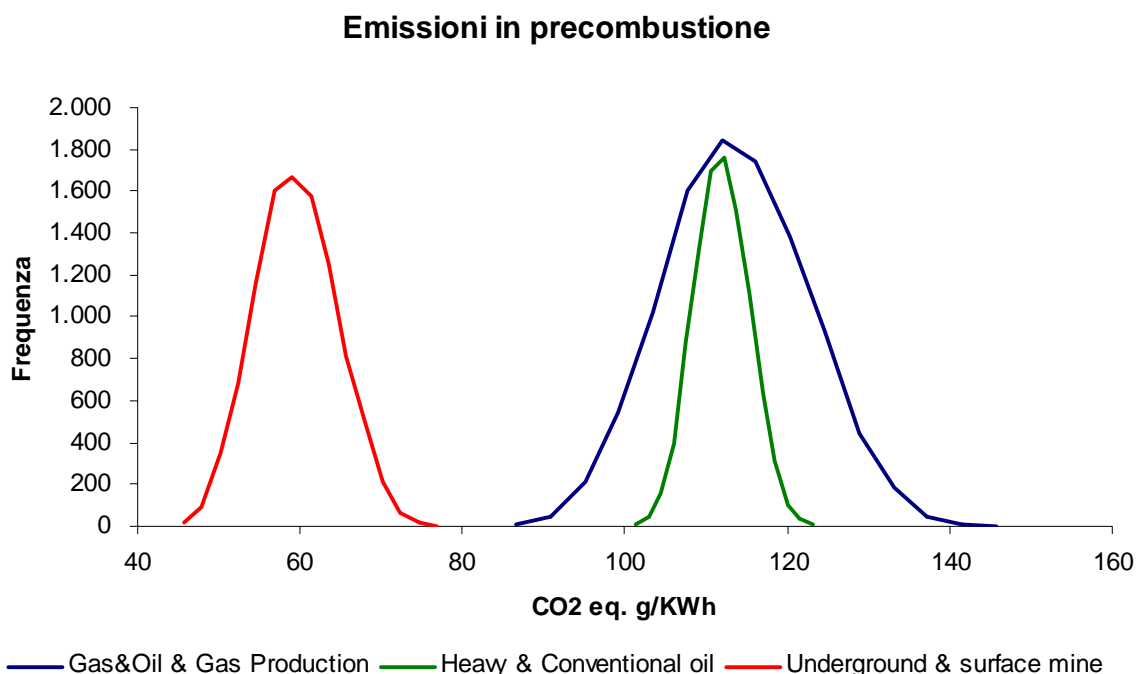


Figura 13 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione del mix nazionale di risorse fossili per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per gli scenari con fattori di emissione intermedi.

In Figura 14 sono confrontate le distribuzioni relative agli scenari che hanno determinato i fattori di emissione più elevati in fase di precombustione per il mix di risorse utilizzate per la produzione elettrica sul territorio nazionale. Da tale confronto si nota come la produzione di carbone da giacimenti sotterranei determini una parziale sovrapposizione delle emissioni con la curva relativa al gas estratto dal settore “Gas & Oil”, sebbene le due distribuzioni siano sovrapposte la differenza tra i valori medi è altamente significativa all’analisi del t-test per due campioni omoschedastici ($p << 0,001$). Il petrolio pesante, d’altra parte presenta, in tale contesto, i fattori di emissione più elevati in assoluto.

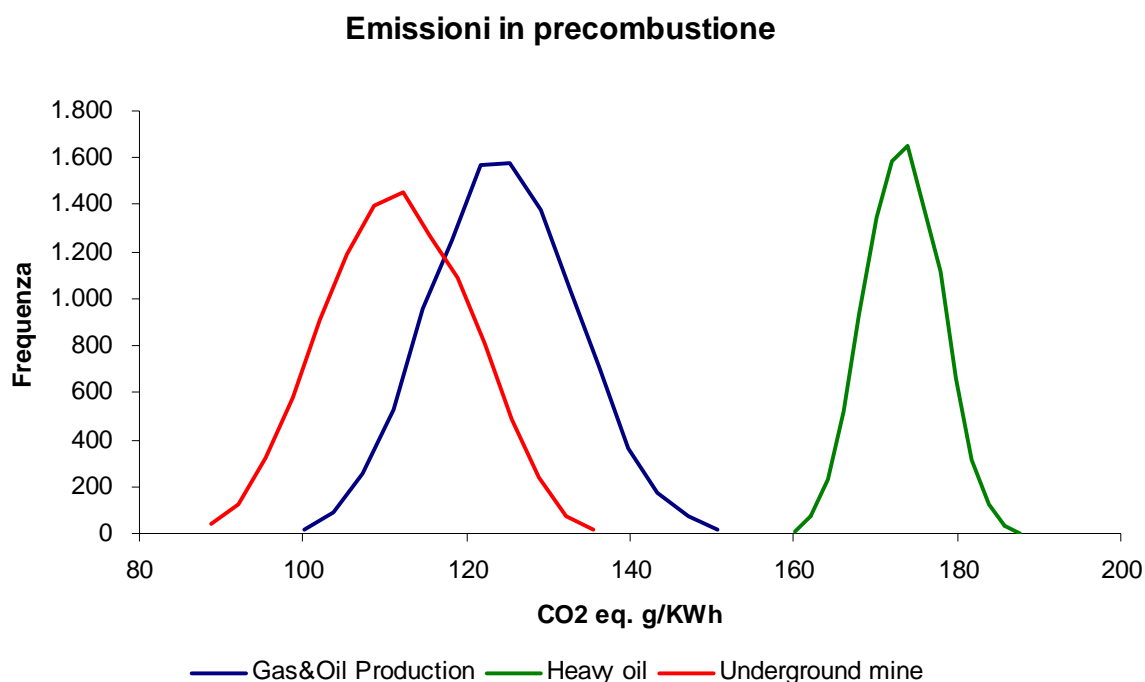


Figura 14 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione del mix nazionale di risorse fossili per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per gli scenari con fattori di emissione più elevati.

Di seguito, in Figura 15, sono confrontate le distribuzioni relative agli scenari che hanno determinato i fattori di emissione più bassi per il mix di risorse utilizzate sul territorio nazionale per la produzione elettrica.

In tale caso le distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione per le tre risorse sono nettamente distinti tra loro ed il gas prodotto dal settore “Gas” presenta i fattori di emissione più elevati in assoluto, mentre il carbone proveniente da miniere superficiali rappresenta la risorsa con i fattori di emissione più bassi in fase di precombustione. Il petrolio convenzionale invece presenta valori intermedi tra il combustibile solido e quello gassoso.

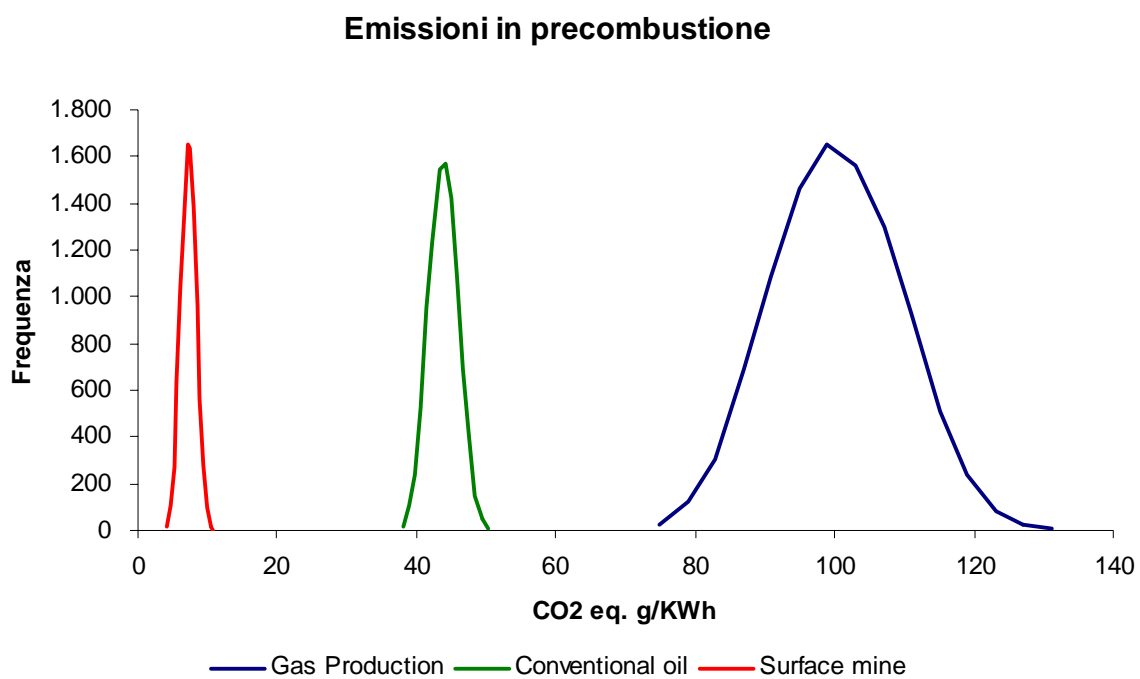


Figura 15 – Distribuzioni di frequenza dei fattori di emissione del mix nazionale di risorse fossili per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh) per gli scenari con fattori di emissione più bassi.

Tabella 37 – Riepilogo dei fattori di emissione stimati per unità di energia elettrica prodotta (g CO₂eq./kWh ± deviazione standard) per le tre risorse fossili e per gli scenari esaminati. E' riportata, inoltre, la stima della quantità di CO₂eq. (Mt) rilasciata in atmosfera in relazione alla quantità di risorse utilizzate.

		GAS NATURALE			PETROLIO			CARBONE		
		S1	S2	S3	S1	S2	S3	S1	S2	S3
g CO₂ eq./kWh	Media	111,48 ± 8,68	98,28 ± 9,27	122,71 ± 8,68	111,13 ± 3,37	172,36 ± 4,52	43,45 ± 2,07	58,44 ± 4,98	109,85 ± 8,69	7,03 ± 1,08
	min-max	82,40 - 145,69	70,85 - 131,13	96,55 - 150,65	99,80 - 123,10	158,19 - 187,77	37,17 - 50,17	43,49 - 76,83	85,43 - 135,54	3,73 - 10,84
	75° Percentile	117,56	104,75	128,67	113,43	175,54	44,89	61,86	116,05	7,79
	90° Percentile	122,81	110,34	134,08	115,52	178,21	46,16	65,11	121,38	8,44
	95° Percentile	125,90	113,67	137,21	116,77	179,79	46,88	66,87	124,16	8,85
Mt CO₂ eq. (media)	14,46 ± 1,13	12,75 ± 1,20	15,92 ± 1,13	5,25 ± 0,16	8,14 ± 0,22	2,05 ± 0,10	2,66 ± 0,23	5,00 ± 0,40	0,32 ± 0,05	

In Tabella 37 sono riportati in sintesi i parametri statistici dei fattori di emissione calcolati per i tre combustibili fossili negli scenari considerati. In riferimento alla quantità di risorse fossili utilizzate nel 2004 per la produzione elettrica le emissioni, a livello globale, considerando gli scenari con emissioni intermedie, ammontano mediamente a 22,37 Mt CO₂eq., il 64,6% di tale quantità è attribuibile al gas naturale, mentre il 23,5% ed il 11,9% sono attribuibili rispettivamente al combustibile liquido e solido.

Si ribadisce che tali emissioni non sono contabilizzate nell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra poiché sono a carico dei paesi nei cui confini territoriali i gas serra sono emessi. In questa sede si vuole condurre l'analisi delle emissioni a livello globale in relazione ai diversi combustibili fossili al fine di fornire elementi indicativi per possibili interventi di riduzione delle emissioni nel contesto dei meccanismi flessibili previsti dal protocollo di Kyoto.

Recenti pubblicazioni (Onufrio, 2005; Tintinelli e Zanibelli, 2005; Zerlia, 2003a, 2003b) hanno preso in considerazione le emissioni di gas serra in fase di precombustione per diversi combustibili fossili, in particolare sono state oggetto d'analisi le emissioni dovute all'utilizzo di gas naturale e di carbone per la produzione elettrica.

Secondo Meli (2005, citato in Onufrio, 2005), le emissioni medie di gas a effetto serra dovute alla fase di precombustione relativamente al mix di gas naturale utilizzato in Italia sono di 51 gCO₂eq./kWh, mentre l'emissione associata alla produzione elettrica con gas russo è pari a 86 gCO₂/kWh (Onufrio, 2005; Tintinelli e Zanibelli, 2005). Il valore medio delle emissioni precombustione del mix di gas naturale utilizzato in Germania è pari a 84 gCO₂/kWh (GEMIS, 2002; citato in Onufrio, 2005).

I valori medi citati sono inferiori alle stime calcolate in questo lavoro, infatti per i tre scenari qui esaminati sono state calcolate emissioni medie da 98,28 a 122,71 gCO₂/kWh per il mix nazionale e da 130,79 a 191,22 gCO₂/kWh per il gas russo. Queste stime sono vicine ai valori forniti da Spath e Mann (2001) in relazione alle emissioni dell'intero ciclo di vita (compresa la costruzione degli impianti); considerando impianti con efficienza netta del 53% gli autori giungono ad una stima di emissioni per gli USA pari a 124,5 gCO₂/kWh; tale valore è comunque scarsamente influenzato dalle fasi di costruzione e smantellamento delle centrali (Onufrio, 2005). Inoltre, Zerlia (2003a) stima un fattore di emissione media per il gas di importazione russa pari a 210±80 gCO₂/kWh, mentre per il gas estratto ed impiegato in Italia la stima è ~40 gCO₂/kWh (~25 gCO₂/kWh nel presente lavoro). In letteratura l'intervallo dei fattori di emissioni per il gas naturale, in relazioni ai diversi paesi di provenienza, varia quindi da 40 a 290 gCO₂/kWh.

Per il GNL, relativamente alle emissioni associate al ciclo di liquefazione-trasporto via mare, i valori disponibili in letteratura vanno da 61 a 105 gCO₂/kWh (Onufrio, 2005); tali valori non considerano la fase di estrazione del gas naturale che non può essere considerata trascurabile, in base ai fattori utilizzati nel presente studio per il gas algerino la fase di estrazione può incidere fino a circa 2/3 delle emissioni totali (settore Gas & Oil). I valori medi delle stime effettuate nel presente lavoro vanno da 96,77 a 227,86 gCO₂/kWh, in relazione al settore di estrazione. Si sottolinea tuttavia che il fattore utilizzato per la liquefazione e trasporto del GNL (calcolato in base ai dati IEA, 2003), pari a 61,05 gCO₂/kWh, rappresenta il limite inferiore rispetto a quanto riportato in letteratura. Pertanto, in vista di un incremento dell'utilizzo di GNL rispetto al gas trasportato in gasdotti, la determinazione del fattore di emissione per l'intero ciclo di vita della risorsa assume rilevante importanza.

Per quanto riguarda il carbone sono disponibili in letteratura stime molto eterogenee tra loro, con ampi intervalli di emissione per kWh prodotto. Zerlia (2003a) riporta intervalli compresi tra 0 e 130 gCO₂/kWh in relazione alla profondità del giacimento di estrazione ed al

contenuto di CO₂ e CH₄ in miniera. Tintinelli e Zanibelli (2005) riportano un intervallo di emissioni compreso tra 28 e 89 gCO₂/kWh per il mix di carbone utilizzato in Italia. Nel presente lavoro il valore medio del mix italiano è compreso tra 7,03 e 109,85 gCO₂/kWh in relazione ai diversi scenari considerati.

4.3. Fase di combustione

Gli idrocarburi fossili devono seguire un processo di combustione per produrre il calore necessario alla generazione elettrica. Tale processo è condotto nelle centrali termoelettriche il cui principio di funzionamento è, in linea generale, abbastanza semplice. Un elemento combustibile viene bruciato per sviluppare una notevole quantità di calore che viene trasmesso ad una caldaia (un serbatoio contenente acqua), l'acqua è trasformata in vapore che a sua volta è convogliato verso le turbine che sono messe in rotazione dal vapore. Collegato all'albero di rotazione delle turbine vi sono gli alternatori che convertono l'energia meccanica in energia elettrica.

Per i combustibili fossili, prevalentemente costituiti di carbonio e idrogeno, la combustione comporta la liberazione di CO₂, H₂O ed altri composti residui. La quantità di anidride carbonica liberata dipende ovviamente dal tenore di carbonio nel combustibile in relazione alla quantità dello stesso che è necessario bruciare per avere una determinata quantità di calore.

Un'importante caratteristica per ogni combustibile è quindi il potere calorifico che rappresenta la quantità di calore, espressa in Kcal o MJ, prodotta da un Kg di combustibile liquido/solido o da un m³ di combustibile gassoso, quando questo brucia completamente (potere calorifico superiore). Solitamente si considera solo il potere calorifico inferiore dove al potere calorifico superiore si sottrae il calore di condensazione del vapore d'acqua durante la combustione poiché il vapore contenuto nei gas di combustione non viene condensato e pertanto non rilascia il proprio calore di condensazione.

In termini ponderali, ovvero esprimendo il potere calorifico in Kcal/Kg, il gas naturale presenta il potere calorifico inferiore più elevato tra i combustibili esaminati (carbone: 7.400 Kcal/Kg; petrolio greggio: 10.000 Kcal/Kg; gas naturale: 12.258 Kcal/Kg).

In Tabella 38 sono riportati i fattori di emissione di CO₂ equivalente per la produzione energia elettrica secondo quanto rilevato da varie fonti bibliografiche (CO₂ g/kWh prodotto). I dati riportati mostrano ampi intervalli delle stime per le tre risorse combustibili.

E' tuttavia evidente che, tra le risorse esaminate, il carbone rappresenta la risorsa a maggiore potenziale di emissione di gas serra per combustione anche utilizzando la migliore tecnologia attualmente disponibile. D'altro canto il gas naturale presenta il fattore di emissione più basso anche utilizzando le tecnologie convenzionali.

Tabella 38 – Fattori di emissione (g CO₂eq. /kWh) per combustione in impianti termoelettrici alimentati con combustibili fossili.

Fonte dei dati	Solido	Liquido	Gas
GRTN (Anno 2000)	925	707	425
SSC – Migliore tecnologia di combustione	780	n.d.	380
ENEA – Migliore tecnologia di combustione	800 ^a	690 ^b	350 ^c
ENI (Meli, 2005)	742-806	n.d.	369
ISSI – Impianti convenzionali	890	722	495
Media±Deviazione Standard (g CO₂eq./kWh)	823,8±69,5	706,3±16,0	403,8±58,0

n.d. – dato non disponibile.

^a – Ciclo a vapore supercritico a polverino di carbone (ENEA, 2005a).

^b – Tecnologia già matura senza prospettive di miglioramento future (ENEA, 2005a)

^c – Ciclo combinato gas-vapore (ENEA, 2005a).

Il grafico rende chiaro quanto già presente nei dati in tabella, il limite inferiore di emissione dovuto alla combustione di carbone con le migliori tecnologie disponibili è maggiore rispetto al valore massimo ottenibile dal combustibile liquido, a sua volta il limite inferiore di quest'ultimo è molto più alto del valore massimo ottenibile dal combustibile gassoso con le tecnologie convenzionali.

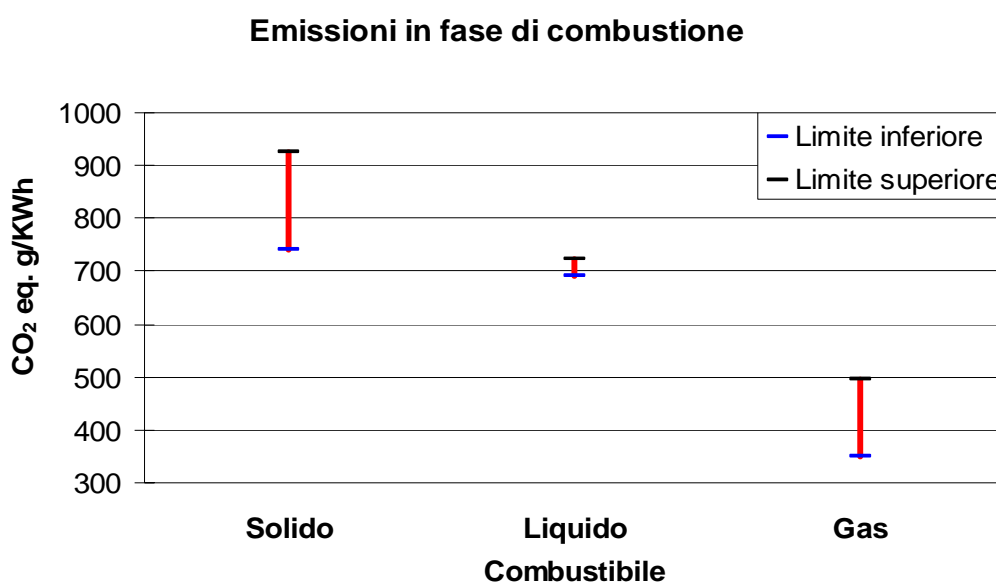


Figura 16 – Intervallo dei fattori di emissione di CO₂eq. (g/kWh) da centrali termoelettriche alimentate con combustibili fossili.

I fattori di emissione nazionali per i tre combustibili fossili esaminati sono valutati da APAT in relazione alla composizione ed al contenuto energetico dei combustibili (APAT, 2005). In Tabella 39 sono riportati i fattori di emissione nazionali dei combustibili fossili utilizzati in Italia dal 1990 al 2003. Per avere i fattori di emissione in fase di combustione per le tre risorse occorre dividere i valori riportati per i rispettivi fattori di efficienza di conversione elettrica.

Tabella 39 – Fattori di emissione nazionali in relazione alla composizione ed al contenuto energetico dei combustibili fossili (dati APAT, 2005).

	t CO₂/TJ	t CO₂/tep
Gas naturale (secco) IPCC	55,780	2,334
Gas naturale (secco) 1990	55,327	2,315
Gas naturale (secco) 1995	55,422	2,319
Gas naturale (secco) 2000	55,315	2,314
Gas naturale (secco) 2003	55,287	2,313
Media ± deviazione standard	55,426±0,204	2,319±0,009

	t CO₂/TJ	t CO₂/tep
Olio combustibile, 1990 (media)	76,539	3,202
Olio combustibile, 1990 (media)	76,565	3,203
Olio combustibile, 1995 (media)	76,650	3,207
Olio combustibile, 2000 (media)	76,699	3,209
Olio combustibile, 2003 (media)	76,695	3,209
Media ± deviazione standard	76,630±0,074	3,206±0,003

	t CO₂/TJ	t CO₂/tep
Carbone sub bituminoso, IPCC	96,234	4,026
Carbone da vapore, 1990	94,582	3,960
Carbone da vapore, 1995	94,007	3,936
Carbone da vapore, 2000	91,446	3,826
Carbone da vapore, 2003	93,478	3,911
Media ± deviazione standard	93,949±1,740	3,932±0,073

Considerando quindi l'efficienza media nazionale delle tre risorse per la produzione elettrica (47,2% per gas, 40,0% per il combustibile liquido e 37,8% per il combustibile solido; MAP, 2005b) i fattori di emissione medi, espressi in g CO₂/kWh prodotto, sono 422,74 per il gas naturale, 689,67 per l'olio combustibile e 894,75 per il carbone. Dai dati riportati emergono due osservazioni fondamentali:

1. i fattori di emissione medi di g CO₂/kWh prodotto in seguito alla combustione di gas naturale, olio combustibile e carbone sono rispettivamente nel rapporto 1:1,63:2,12;
2. il carbone (anche considerando solo il carbone da vapore) presenta una elevata variabilità delle emissioni dovuta probabilmente all'eterogeneità intrinseca della risorsa, d'altro canto si osserva invece una ridotta variabilità dei fattori di emissione del gas naturale ed una ancor più ridotta variabilità a carico dell'olio

combustibile.

Tali considerazioni sulle emissioni di anidride carbonica in seguito alla combustione dei combustibili fossili sebbene utili, non sono tuttavia esaustive per considerare l'impatto totale dei combustibili in termini di emissione di gas ad effetto serra. Infatti, come fatto recentemente notare da vari autori (Onufrio, 2005; Tintinelli e Zanibelli, 2005; Tintinelli, 2005; Zerlia, 2003a, 2003b), per ottenere tale obiettivo occorre considerare sia le emissioni in fase di combustione sia le emissioni in fase di precombustione, il cosiddetto segmento *upstream* dei combustibili fossili.

Alle emissioni in fase di precombustione verranno quindi sommate le emissioni dovute alla combustione esaminando il contributo dovuto agli impianti convenzionali (dati ISSI, Onufrio, 2005) ed agli impianti con migliore tecnologia disponibile (ENEA, 2005a).

4.4. Emissioni totali (precombustione+combustione)

Per l'analisi delle emissioni totali ai valori dovuti alla precombustione risultati dalle simulazioni condotte per i tre scenari per ciascun combustibile sono stati sommati i rispettivi fattori di emissione per combustione (g CO₂/kWh prodotto), condotta con tecnologie convenzionali o con la migliore tecnologia disponibile, come riportato nella seguente tabella:

Tabella 40 – Fattori di emissione (gCO₂eq./kWh) per combustione in impianti termoelettrici convenzionali e con migliore tecnologia disponibile alimentati con combustibili fossili.

FONTE DEI DATI	Solido	Liquido	Gas
Impianti convenzionali	890	722	495
Migliore tecnologia di combustione	800	690	350

Nei grafici che seguono (Figure 17-18) sono riportate le distribuzioni dei fattori di emissione totali per i tre combustibili, gli scenari presi in considerazione sono quelli che hanno fornito i fattori di precombustione intermedi (S1 per le tre risorse). In Figura 17 sono considerati i fattori di combustione in impianti convenzionali, mentre in Figura 18 sono considerati i fattori in impianti con migliore tecnologia di combustione disponibile.

In seguito all'elevato contributo emissivo in fase di combustione, il carbone rappresenta il combustibile fossile con il più alto fattore di emissione di gas ad effetto serra per kWh prodotto considerando sia impianti convenzionali sia impianti con migliore tecnologia disponibile, al contrario il gas naturale rappresenta invece il combustibile fossile con il più basso fattore di emissione di gas serra per kWh prodotto. Il combustibile liquido presenta fattori di emissione intermedi.

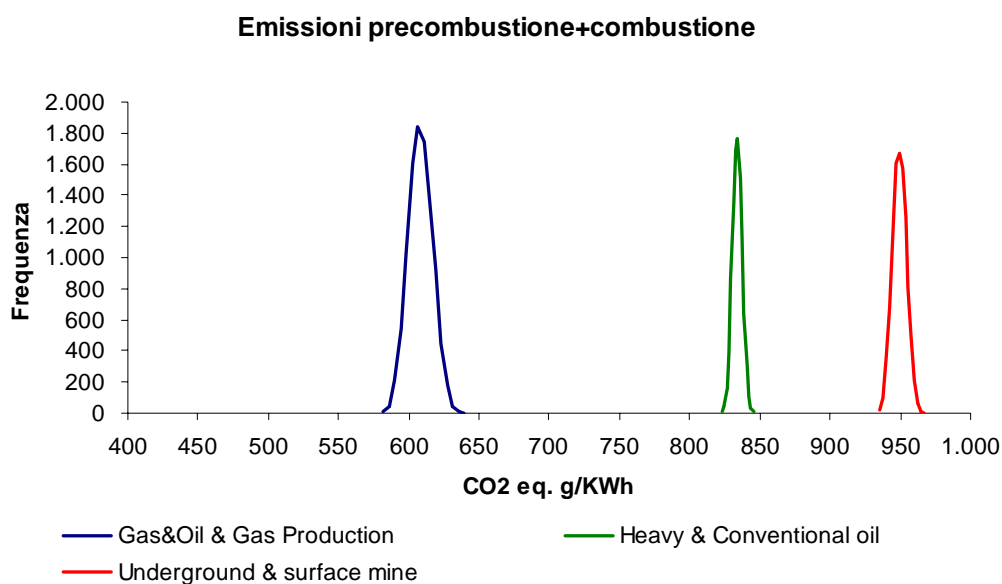


Figura 17 – Fattori di emissione totali (g CO₂eq./kWh) considerando le perdite da precombustione (stime dagli scenari “intermedi”, S1) e le emissioni per combustione in impianti con tecnologia convenzionale alimentati con i tre combustibili fossili.

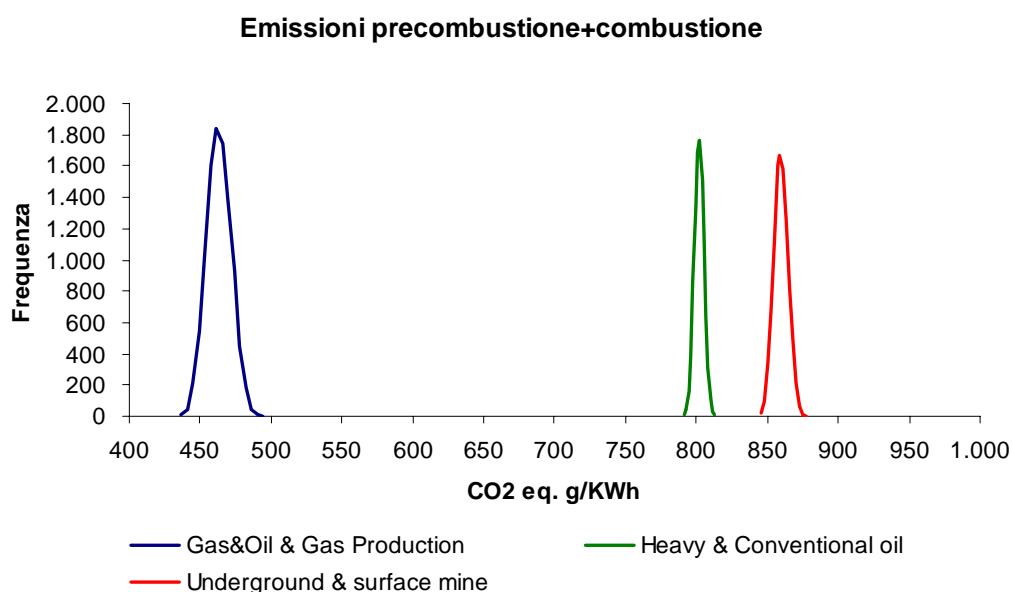


Figura 18 – Fattori di emissione totali (g CO₂eq./kWh) considerando le perdite da precombustione (stime dagli scenari “intermedi”, S1) e le emissioni per combustione in impianti con migliore tecnologia disponibile alimentati con i tre combustibili fossili.

In Tabella 41 sono riportati i fattori di emissione medi totali (g CO₂/kWh prodotto) dove il fattore medio in fase di precombustione stimato per i tre scenari esaminati è sommato al fattore di emissione per le due tipologie di impianti. E' stata inoltre calcolata la percentuale di riduzione delle emissioni nel passaggio dagli impianti convenzionali alle migliori

tecnologie disponibili, è da notare che per il gas tale passaggio comporta una riduzione potenziale delle emissioni doppia (media 23,9%) rispetto a quella ottenibile per il combustibile solido (media 9,5%), per il combustibile liquido si registra un potenziale di riduzione ancora meno marcato (media 3,9%).

Tabella 41 – Fattori di emissione (g CO₂eq./kWh) considerando le perdite da precombustione (stime dai tre scenari, S1-S2-S3) e le emissioni per combustione in impianti convenzionali e con migliore tecnologia disponibile alimentati con i tre combustibili fossili.

		Impianti convenzionali	Migliore tecnologia disponibile	% di riduzione
Gas naturale	S1	606,5	461,5	-23,9%
	S2	593,3	448,3	-24,4%
	S3	617,7	472,7	-23,5%
Petrolio	S1	833,1	801,1	-3,8%
	S2	894,4	862,4	-3,6%
	S3	765,4	733,4	-4,2%
Carbone	S1	948,4	858,4	-9,5%
	S2	999,9	909,9	-9,0%
	S3	897,0	807,0	-10,0%

Nelle pagine seguenti sono rappresentate le distribuzioni dei fattori di emissione stimati; per ciascun combustibile fossile sono riportate le distribuzioni calcolate per i tre scenari considerati.

Dai grafici riportati nelle Figure 19-20 emerge che il margine di miglioramento della combustione mostrato dal carbone in termini di emissioni serra comporta, in alcuni casi, un fattore di emissione per questo combustibile confrontabile con quanto si verifica per il combustibile liquido, in nessun caso si osservano sovrapposizioni con le distribuzioni delle emissioni a carico del combustibile gassoso.

Il vantaggio dell'utilizzo di gas naturale, in termini di emissioni di gas serra, sarà ragionevolmente più elevato rispetto all'utilizzo di combustibile solido e liquido considerando anche le emissioni serra dovute al trasporto di carbone e petrolio che in questo studio non sono state valutate.

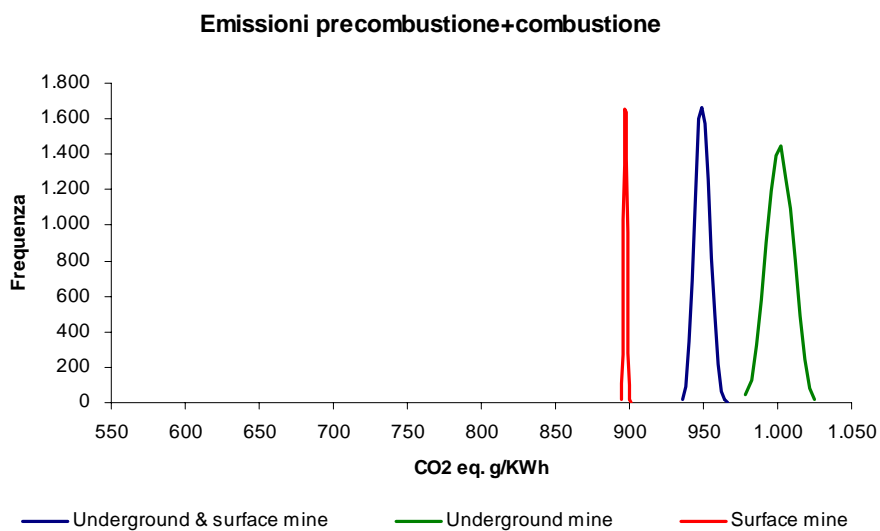
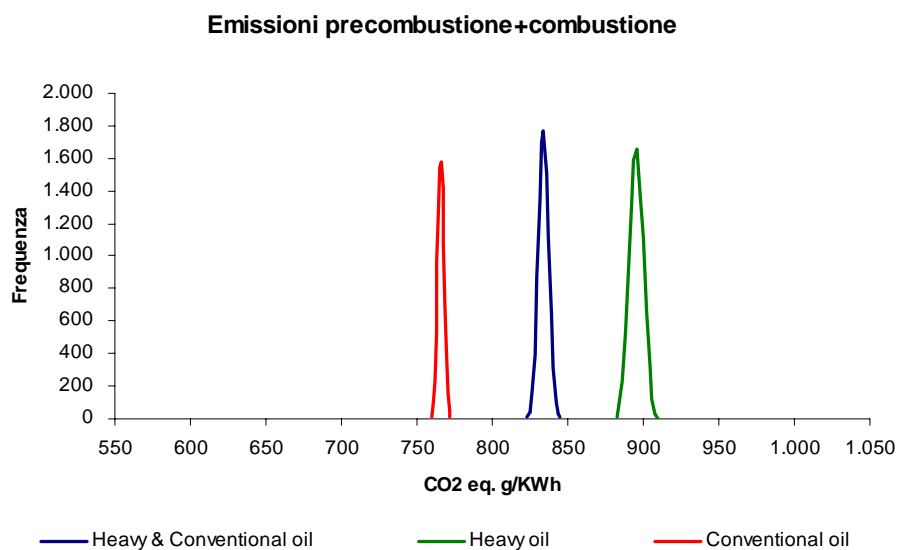
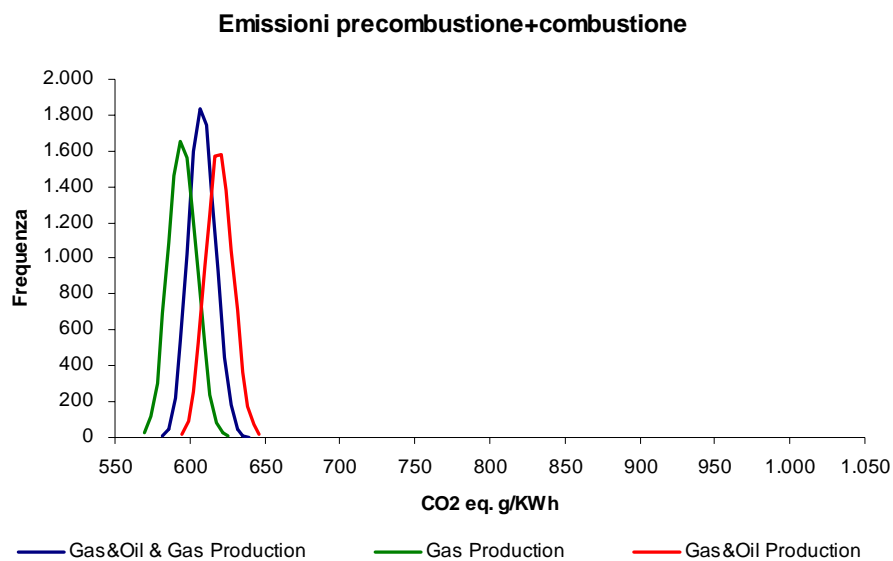


Figura 19 – Fattori di emissione totali (g CO₂eq./kWh) per impianti convenzionali.

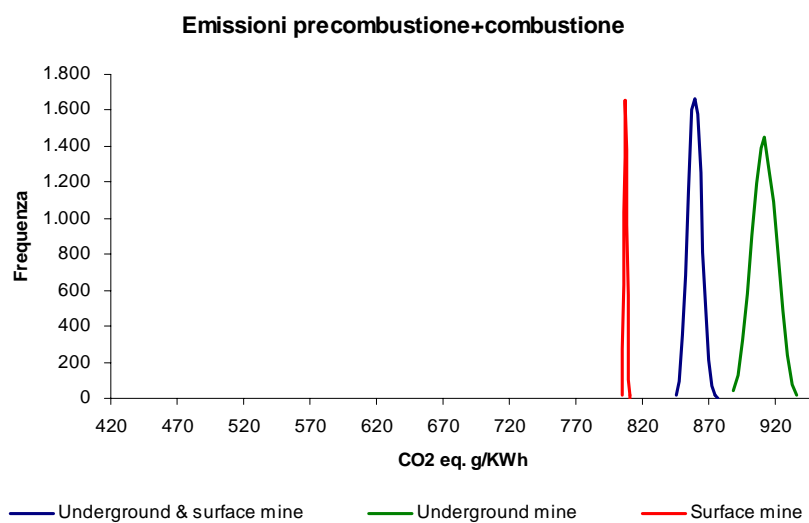
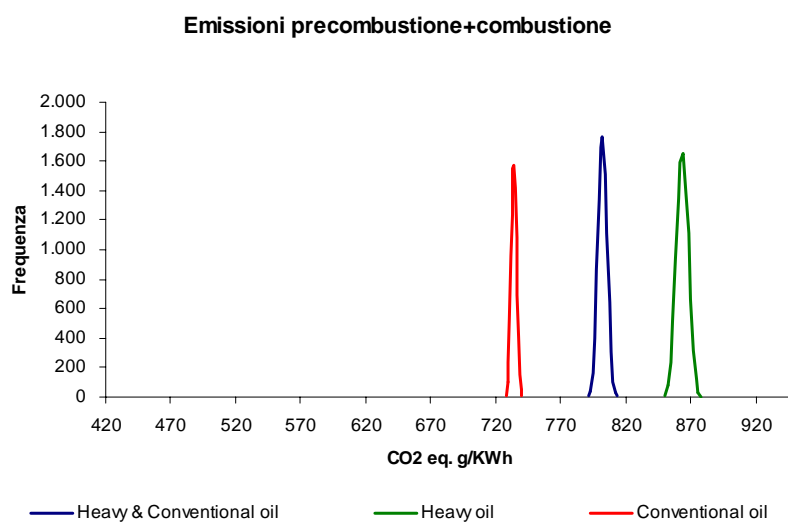
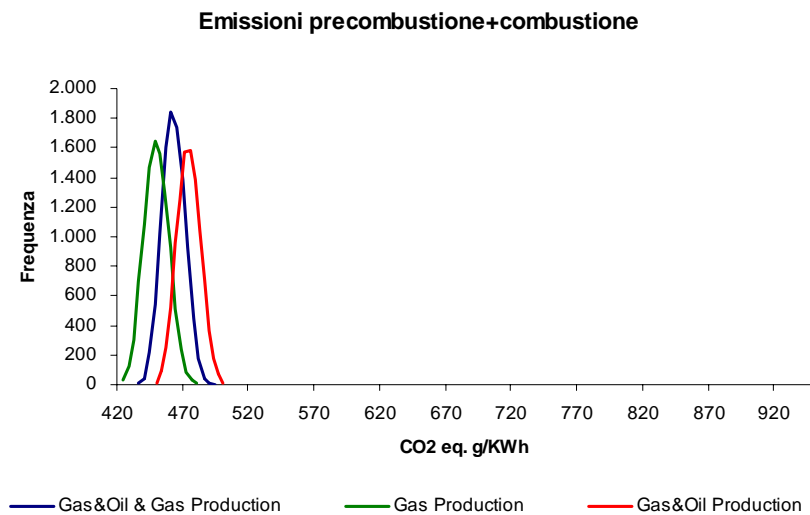


Figura 20 – Fattori di emissione totali (g CO₂eq./kWh) per impianti con migliore tecnologia di combustione.

5. Strategie di mitigazione della CO₂

In termini di produttività economica lo scenario planetario considerato più probabile per il futuro è rappresentato da un processo di crescita economica con tassi più o meno ottimistici. In ogni caso le attività produttive e la stessa crescita demografica comporteranno l'incremento delle emissioni di gas serra nei prossimi decenni anche in assenza di crescita economica per i paesi occidentali, soprattutto considerando il rapido processo di industrializzazione di paesi in via di sviluppo come Cina e India.

La necessità di far fronte ai problemi del riscaldamento globale del pianeta e quindi alla riduzione delle emissioni di gas serra comporta il ricorso a diverse strategie per la stabilizzazione dell'anidride carbonica in atmosfera.

In questo rapporto saranno considerati soltanto alcuni aspetti relativi a tre strategie che possono contribuire alla riduzione di gas serra:

- sequestro e deposito della CO₂ (CCS, *Carbon dioxide Capture and Storage*);
- utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione elettrica;
- gestione dei *sink* biologici.

Altre strategie che non saranno oggetto del presente rapporto sono relative all'efficienza e risparmio energetico, il ricorso al nucleare, la sostituzione del carbone con il gas naturale per la produzione elettrica (IPCC, 2005), o il ricorso ai biocombustibili nel settore dei trasporti.

I risultati della maggior parte dei modelli climatici utilizzati per valutare la dinamica delle concentrazioni di gas serra in atmosfera in futuro mostrano che le opzioni tecnologiche ad oggi disponibili possono permettere la stabilizzazione della CO₂ atmosferica per prevenire interferenze con il sistema climatico, tuttavia nessuna singola opzione tecnologica sarà sufficiente per raggiungere i livelli di riduzione necessari (Morita *et al.*, 2001).

5.1. Sequestro della CO₂

La cattura ed il confinamento della CO₂ in depositi stabili è considerata una delle opzioni più promettenti per la riduzione delle emissioni dei gas serra. In particolare, secondo quanto afferma il recente Rapporto Energia e Ambiente dell'ENEA (2005a), *"questo processo è ritenuto fondamentale per garantire un futuro al carbone, nella prospettiva di doversi confrontare con i vincoli sempre più stringenti imposti dal Protocollo di Kyoto sul cambiamento climatico."*

Il recente rapporto di IPCC, interamente dedicato al processo di CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*), afferma che tale tecnologia potrebbe essere applicata agli impianti di produzione elettrica o ad impianti industriali caratterizzati da sorgenti emissive puntuali di notevole entità. Inoltre, alcuni di questi impianti potrebbero fornire combustibili privi di carbonio, come l'idrogeno, ad altri settori industriali o al settore residenziale e dei trasporti, questi ultimi settori sono, infatti, caratterizzati da sorgenti emissive diffuse e di scarsa entità che non li rendono idonei per il sequestro delle emissioni.

La CCS prevede tre fasi del processo: cattura, trasporto e confinamento. Tutte le tre fasi sono oggi applicate in diverse attività industriali, sebbene non con il proposito del sequestro della CO₂ (IPCC, 2005).

La fase di cattura comporta la separazione della CO₂ dagli altri gas di combustione, le tecnologie di separazione possono essere utilizzate sia prima che dopo la combustione. Il trasporto comporta lo spostamento della CO₂, solitamente compressa ad alta pressione, dal sito di produzione al sito di stoccaggio e confinamento. I metodi potenziali per il confinamento della CO₂ sono rappresentati dall'iniezione in giacimenti sotterranei, nelle profondità marine e la fissazione in carbonati inorganici; alcuni processi industriali potrebbero utilizzare piccole quantità di CO₂ per la realizzazione di vari prodotti (ad es. urea, metanolo, liquidi estintori, etc.). Sebbene alcuni dei processi citati sono già applicati a livello industriale, l'intero processo non è considerato maturo come alcune delle sue componenti.

La maturità tecnologica delle componenti del processo è molto eterogenea, alcune tecnologie sono ampiamente utilizzate nell'attuale mercato, principalmente nell'industria petrolifera, mentre altre sono in una fase di ricerca o dimostrativa.

Nella seguente tabella sono riportate le varie fasi del processo di CCS e le diverse opzioni per la realizzazione del processo, sono inoltre riportati gli attuali livelli di maturità di ciascun componente.

Tabella 42 – Attuale stato di maturità dei componenti CCS. La X indica il più elevato livello di maturità (da IPCC, 2005).

Componenti CCS	Tecnologia CCS	Fase di ricerca ^a	Fase dimostrativa ^b	Economicamente realizzabile a specifiche condizioni ^c	Matura per il mercato ^d
Cattura	Post-combustione			X	
	Pre-combustione			X	
	Combustione di ossigeno		X		
	Separazione industriale (<i>proces.</i> gas naturale, produz. NH ₃)				X
Trasporto	Gasdotto				X
	Trasporto navale			X	
Deposito geologico	Recupero di petrolio (EOR) ^e				X ^b
	Campi di gas o petrolio			X	
	Formazioni saline			X	
	Recupero di metano da giacimenti di carbone (ECBM)		X		
Deposito marino	Iniezione diretta (dissoluzione)	X			
	Iniezione diretta (formazione di laghi)	X			
Fissazione in carbonati	Silicati naturali	X			
	Materiali di scarto		X		
Utilizzo industriale					X

^a – I principi di base sono conosciuti ma la tecnologia è in stato di progetto concettuale o in fase di prova in laboratorio, non è dimostrata in impianti pilota.

^b – Tecnologia operativa in impianti pilota, sono richiesti ulteriori sviluppi prima di passare a progetti di scala maggiore.

^c – Tecnologia utilizzata in applicazioni commerciali specifiche (ad es. regimi di tassazione favorevoli, mercati di nicchia, etc).

^d – Tecnologia operativa e disponibile a livello commerciale con numerose applicazioni.

^e – EOR è tecnologicamente matura ma se applicata alla cattura di CO₂ è solo economicamente realizzabile a specifiche condizioni.

I risultati delle simulazioni eseguite nei rapporti IPCC (2001a; 2001b) suggeriscono che l'uso della tecnologia di sequestro e confinamento della CO₂ insieme all'utilizzo di altre misure per la riduzione delle emissioni potrebbe ridurre in maniera consistente i costi per il raggiungimento di un livello di stabilizzazione dei gas serra in atmosfera. La capacità potenziale del processo di CCS di ridurre le emissioni di CO₂, nonché la compatibilità del sistema con le attuali infrastrutture spiegano l'interesse nei confronti di questa tecnologia (IPCC, 2005).

5.1.1. Sorgenti di CO₂

Per valutare l'applicabilità del sistema CCS, il rapporto IPCC (2005) prende in considerazione la relazione geografica tra gli impianti caratterizzati da grandi sorgenti emissive puntuali (>0,1 Mt CO₂/anno) e la prossimità di siti idonei per il deposito della CO₂. A livello globale nel 2000 le emissioni di CO₂ da utilizzo di combustibili fossili ammontavano a 23,5 Gt CO₂/anno, circa il 60% delle emissioni sono attribuibili a sorgenti con emissione >0,1 Mt CO₂/anno. In Tabella 43 sono riportate, per le varie attività produttive, le sorgenti con capacità emissive superiori a 0,1 Mt CO₂/anno.

Tabella 43 – Profilo per processo/attività industriale del numero di sorgenti con emissioni maggiori di 0,1 MtCO₂ e relative emissioni annuali (da IPCC, 2005).

Processo/Attività	Numero di sorgenti	Emissioni (MtCO ₂ x anno)
Combustibili fossili		
Produzione di energia elettrica	4.942	10.539
Produzione di cemento	1.175	932
Raffinerie	638	798
Industria del ferro e dell'acciaio	269	646
Industria petrolchimica	470	379
Processing di petrolio e gas naturale		50
Altre sorgenti	90	33
Biomasse		
Bioetanolo e bioenergia	303	91
Totale	7.887	13.466

Benché le sorgenti di emissione siano diffuse su tutto il pianeta è possibile identificare 4 aree ad elevata intensità di emissione: Nord America (regioni dell'area medio-occidentale e orientale), Europa (regioni nord occidentali), Asia dell'Est (costa orientale della Cina) e Sud Asia (subcontinente indiano). La maggioranza delle sorgenti di emissione hanno concentrazioni di CO₂ inferiori al 15%, mentre una piccola parte (meno del 2%) raggiungono concentrazioni intorno al 95%. Le sorgenti di emissione della CO₂ ad elevata concentrazione sono i potenziali candidati per una prima applicazione della CCS poiché richiedono solo le fasi di disidratazione e compressione per la cattura della CO₂. Attualmente circa 360 Mt CO₂/anno sono emesse da sorgenti emissive che hanno i seguenti requisiti e che le pongono come impianti ottimali per l'applicazione della CCS:

- alta concentrazione della CO₂;
- distanze entro 50 Km dai siti di confinamento;
- potenzialità di determinare reddito da utilizzo della CO₂ (ECBM, *Enhanced Coal Bed Methane recovery*; oppure EOR, *Enhanced Oil Recovery*).

La distanza tra il sito di emissione e di confinamento della CO₂ rappresenta un parametro chiave per la valutazione della applicabilità economica della CCS; in termini globali IPCC rivela una buona correlazione tra le maggiori sorgenti emmissive ed i bacini sfruttabili per il confinamento; in molti casi le distanze sono inferiori a 300 km. Sebbene siano stati identificati dei bacini a scala globale sono necessari maggiori approfondimenti a scala regionale con ulteriori indagini geologiche per confermarne l'idoneità.

Gli scenari di emissione di gas serra stabiliti da IPCC (SRES) definiscono un intervallo di emissione annuo a livello globale da 29 a 44 Gt CO₂ nel 2020 e un intervallo da 23 a 84 Gt CO₂ nel 2050. Il potenziale di cattura della CO₂ associato alle emissioni da combustibili fossili è stato stimato da 2,6 a 4,9 Gt CO₂/anno dal 2020 e da 4,7 a 37,5 Gt CO₂/anno dal 2050; in altre parole il 9%-12% ed il 21%-45% dell'emissione globale rispettivamente del 2020 e 2050 potrebbe essere evitato con il ricorso alla CCS. La variabilità delle stime riflette l'incertezza dell'analisi ed i limiti tecnici dell'applicazione della tecnologia.

5.1.2. Cattura della CO₂

L'applicazione della CCS richiede la produzione di CO₂ ad alta concentrazione ed alte pressioni perché sia economicamente realizzabile il trasporto ed il confinamento della CO₂, è quindi necessario produrre anidride carbonica quasi pura.

La separazione della CO₂ è una realtà tecnologicamente matura per alcuni grandi impianti industriali, come i settori di trattamento del gas naturale o di produzione di ammoniaca e fertilizzanti, dove la rimozione della CO₂ è necessaria per ottenere la purificazione di altri gas; tuttavia nella maggior parte dei casi la CO₂ rimossa è emessa in atmosfera. Solo in alcuni casi il processo di cattura è utilizzato per ottenere piccole quantità di CO₂ con valore commerciale. Al 2005 (IPCC) non sono note applicazioni della CCS a grandi impianti per la produzione di energia elettrica.

Ci sono fondamentalmente tre approcci per la cattura della CO₂ emessa da combustione di risorse fossili (carbone, gas naturale, olio combustibile) o da biomasse o miscele di combustibili:

- separazione post-combustione
- separazione pre-combustione
- combustione di ossigeno

La separazione *post-combustione* separa la CO₂ dai fumi di scarico prodotti dalla combustione delle risorse primarie. Questo sistema adotta solitamente solventi liquidi per catturare piccole frazioni di CO₂ (3-15% in volume) presenti nei fumi il cui principale costituente è l'azoto di origine atmosferica. Per i moderni impianti a polverino di carbone o ciclo combinato a gas naturale il sistema di cattura potrebbe impiegare solventi organici come la monoetanolamina (MEA). La separazione di CO₂ dal gas naturale è realizzata a grande scala utilizzando tecnologie simili a quelle richieste per la cattura post-combustione.

Il sistema *pre-combustione* comporta il processamento della risorsa primaria in un

reattore con vapore e aria o ossigeno per produrre una miscela di gas costituiti principalmente da monossido di carbonio (CO) e idrogeno (gas di sintesi o *syngas*); ulteriore idrogeno, oltre alla CO₂, è prodotto dalla reazione tra monossido di carbonio e vapore in un secondo reattore (*shift*). Il risultato di tale processo è una miscela di idrogeno e anidride carbonica che può essere a sua volta catturata. L'idrogeno è un vettore energetico privo di carbonio che può essere utilizzato per la generazione elettrica e/o termica. Benché il processo pre-combustione sia più elaborato e costoso del processo post-combustione permette tuttavia il raggiungimento di concentrazioni più elevate di CO₂ (15-60% su base secca), inoltre le alte pressioni raggiunte in tale processo consentono una separazione più efficace della CO₂. Il sistema di cattura pre-combustione potrebbe essere utilizzato da impianti con tecnologia a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC). Inoltre, la stessa tecnologia richiesta per la cattura pre-combustione è impiegata in grossi impianti di produzione di idrogeno usati per la produzione di ammoniaca e fertilizzanti e nelle operazioni di raffinazione dei prodotti petroliferi.

Il sistema a *combustione di ossigeno* usa l'ossigeno invece dell'aria nella combustione delle risorse primarie; in tal caso i gas di scarico sono principalmente vapore acqueo e CO₂, quest'ultima in concentrazioni maggiori di 80% in volume. Il vapore acqueo è rimosso per raffreddamento e compressione del gas di scarico. Ulteriori trattamenti sono necessari per la separazione di altri contaminanti atmosferici o gas non condensati come l'azoto. Il funzionamento di tale sistema richiede la separazione preliminare dell'ossigeno dall'aria con una purezza di circa 95-99%. Benché siano disponibili sistemi commerciali per la separazione di ossigeno, il processo finalizzato alla cattura della CO₂ è ancora in fase di ricerca ed è studiato per l'applicazione in sistemi con turbine a gas.

I tre processi hanno in comune le fasi di separazione di CO₂ o di H₂ o di O₂, che possono essere realizzate con sistemi fisici o chimici (solventi, membrane, adsorbenti solidi o separazione criogenica). La scelta della tecnologia di cattura dipende dalle specifiche condizioni operative. Secondo le stime di IPCC (2005) gli attuali sistemi post-combustione e pre-combustione applicabili ad impianti di produzione elettrica potrebbero catturare l'85-95% della CO₂ prodotta; sono possibili maggiori efficienze sebbene i dispositivi per la separazione dei gas avrebbero dimensioni considerevolmente maggiori con maggiore richiesta di energia ed il processo sarebbe nel complesso più costoso.

In relazione al tipo di impianto, il processo di cattura e compressione della CO₂ necessita di circa 10-40% di energia in più rispetto ad un impianto equivalente senza il sistema di cattura. In seguito alle emissioni associate al sistema di cattura, la quantità netta di CO₂ rimossa è approssimativamente 80-90%. Il sistema a combustione di ossigeno è, in linea di principio, in grado di catturare la quasi totalità della CO₂ prodotta, tuttavia la necessità di ulteriori trattamenti del gas di scarico richiesti da questo sistema ne riduce l'efficienza di cattura a poco più del 90% della CO₂ prodotta. Con la denominazione di tecnologie di conversione "*zero emission*" e "*near zero emission*" si intendono le tecnologie per produrre energia elettrica ed anche idrogeno, per altri usi, che utilizzano combustibili fossili (principalmente carbone e gas naturale) e che prevedono la separazione, la depurazione e la liquefazione della CO₂ prodotta dall'impianto. Si parla di "*zero emission*" se viene catturata tutta la CO₂ prodotta, altrimenti di "*near zero emission*" quando se ne cattura circa l'85-90%.

Come accennato il sistema di cattura della CO₂ richiede una significativa quantità di energia, ciò riduce pertanto l'efficienza netta dell'impianto ed è richiesta una maggiore quantità di combustibile per ogni kWh prodotto. Per un impianto che catturi il 90% della CO₂ prodotta utilizzando la migliore tecnologia disponibile si stima un incremento di combustibile rispetto ad un impianto privo di CCS pari a 24-40% per un impianto supercritico a polverino

di carbone (PC), 11-22% per un impianto a ciclo combinato a gas naturale (NGCC) e 14-25% per un sistema IGCC a carbone. L'incremento di combustibile comporta anche maggiore emissione di altri contaminanti atmosferici e, nel caso del carbone, maggiore produzione di rifiuti solidi per unità di energia elettrica prodotta. Ciò si riflette in maggiori consumi di prodotti (come ammoniaca e calcare) per il controllo delle emissioni di ossidi di azoto e biossido di zolfo. In ogni caso la comparazione di possibili nuovi impianti con CCS rispetto a molti impianti di vecchia generazione tuttora esistenti, mette in evidenza una riduzione netta delle emissioni ambientali.

Le stime dei costi della cattura della CO₂ (valuta: US\$ del 2002) si basano sia su studi progettuali di tecnologie oggi disponibili sia sulla valutazione di tecnologie in fase di ricerca e sviluppo (R&D). Nella Tabella 44 sono riportati i costi stimati per la produzione elettrica in presenza ed in assenza di impianti CCS in base alle attuali tecnologie.

Tabella 44 – Costi della cattura di CO₂ per nuovi impianti termoelettrici basati sull'attuale tecnologia. I valori riportati comprendono i costi di compressione della CO₂ ma non includono i costi (o i crediti) per il trasporto o confinamento (da IPCC, 2005).

Attività/Costi	Impianti NGCC		Impianti PC		Impianti IGCC	
	Min-Max	Val. rap. ^a	Min-Max	Val. rap. ^a	Min-Max	Val. rap. ^a
Emiss. senza cattura (kgCO ₂ /kWh)	0,344-0,379	0,367	0,736-0,811	0,762	0,682-0,846	0,773
Emiss. con cattura (kgCO ₂ /kWh)	0,040-0,066	0,052	0,092-0,145	0,112	0,065-0,152	0,108
% di riduzione di CO ₂ per kWh	83-88	86	81-88	85	81-91	86
Efficienza impianto con cattura (%) ^b	47-50	48	30-35	33	31-40	35
Aumento % di energia/kWh per la cattura	11-22	16	24-40	31	14-25	19
Capitale totale senza cattura (US\$/kW)	515-724	568	1161-1486	1286	1169-1565	1326
Capitale totale con cattura (US\$/kW)	909-1261	998	1894-2578	2096	1414-2270	1825
Incremento % dei costi capitale con cattura	64-100	76	44-74	63	19-66	37
COE senza cattura (US\$/kWh) ^c	0,031-0,050	0,037	0,043-0,052	0,046	0,041-0,061	0,047
COE con cattura (US\$/kWh) ^c	0,043-0,072	0,054	0,062-0,086	0,073	0,054-0,079	0,062
Incremento di COE con cattura ^c	0,012-0,024	0,017	0,018-0,034	0,027	0,009-0,022	0,016
Incremento % di COE con cattura ^c	37-69	46	42-66	57	20-55	33
Costi della CO ₂ netta catturata (US\$/tCO ₂)	37-74	53	29-51	41	13-37	23
Livello di confidenza dei costi	moderato ^d		moderato ^d		moderato ^d	

^a – Valore rappresentativo, basato sulla media dei valori in vari studi.

^b – L'efficienza degli impianti è calcolata in base al potere calorifico inferiore dei combustibili (PCI).

^c – COE (*cost of electricity*): costo della produzione elettrica.

^d – Livello di confidenza moderato: non ci sono applicazioni commerciali per il sistema, ma la tecnologia è commercialmente disponibile per altre applicazioni; l'applicazione ai sistemi di produzione elettrica è da dimostrare.

Nota: Tutti i dati relativi ad impianti PC e IGCC si riferiscono a carbone bituminoso con costi tra 1,0 e 1,5 US\$ GJ⁻¹ (PCI); gli impianti PC sono unità supercritiche. I dati per gli impianti NGCC si basano su prezzi del gas naturale tra 2,8 e 4,4 GJ⁻¹ (PCI). La potenza degli impianti è tra 400 e 800 MW senza cattura e tra 300 e 700 MW con cattura. Il fattore di capacità degli impianti (quantità di elettricità prodotta in un determinato tempo rispetto alla elettricità prodotta nello stesso tempo in caso di funzionamento a pieno regime) è di 65-85% per impianti a carbone e 50-95% per impianti a gas naturale (media per tutti: 80%). Il fattore di carico fisso varia tra 11 e 16% (redditi richiesti per finanziare l'impianto in base agli investimenti).

Per i tre tipi di impianti considerati (PC supercritici, NGCC, IGCC) la riduzione delle

emissioni di CO₂ sono circa 80-90% considerando anche l'energia richiesta dal sistema di cattura. I costi di cattura comprendono i costi di compressione della CO₂ (solitamente a 11-14 MPa) ma non considerano i costi del trasporto e del confinamento che saranno esaminati successivamente. La variabilità delle stime è dovuta alle differenze progettuali, operative e finanziarie degli impianti esaminati (dimensione dell'impianto, sito, efficienza, tipo e costo del combustibile, ecc.).

La cattura della CO₂ determina un incremento del costo della produzione elettrica⁴ del 35-70% (0,01-0,02 US\$/kWh) per gli impianti NGCC, 40-85% (0,02-0,03 US\$/kWh) per impianti supercritici PC e 20-55% (0,01-0,02 US\$/kWh) per impianti IGCC. In totale il costo della produzione elettrica da combustibili fossili con cattura di CO₂ (eccetto trasporto e stoccaggio) è compreso nell'intervallo 0,04-0,09 US\$/kWh, mentre per impianti comparabili privi del sistema di cattura il costo è compreso nell'intervallo 0,03-0,06 US\$/kWh.

Occorre precisare che la stima dei costi presentati si riferisce agli impianti di nuova costruzione ed ha un moderato livello di confidenza poiché attualmente non sono presenti impianti con sistemi di cattura della CO₂. Non sono attualmente disponibili stime affidabili dei costi per l'adeguamento con sistema CCS di impianti esistenti.

La Tabella 45 illustra i costi della cattura di CO₂ per la produzione di idrogeno. I costi sono dovuti principalmente alla disidratazione ed alla compressione, poiché la separazione della CO₂ è già condotta nel processo di produzione dell'idrogeno. La cattura della CO₂ determina un incremento del 5-33% dei costi di produzione dell'idrogeno.

Tabella 45 – Costi della cattura di CO₂ per nuovi impianti per la produzione di idrogeno basati sull'attuale tecnologia. I valori riportati non includono i costi per il trasporto o confinamento (da IPCC, 2005).

Attività/Costi	Min-Max	Val. rap. ^a
Emiss. senza cattura (kgCO ₂ /GJ)	78-174	137
Emiss. con cattura (kgCO ₂ /GJ)	7-28	17
% di riduzione di CO ₂ per GJ	72-96	86
Efficienza impianto con cattura (%) ^b	52-68	60
Aumento % di energia/GJ per la cattura	4-22	8
Costo dell'idrogeno senza cattura (US\$/GJ)	6,5-10,0	7,8
Costo dell'idrogeno con cattura (US\$/GJ)	7,5-13,3	9,1
Incremento del costo di H ₂ con cattura (US\$/GJ)	0,3-3,3	1,3
Incremento % del costo di H ₂ con cattura	5-33	15
Costi della CO ₂ netta catturata (US\$/tCO ₂)	2-56	15
Livello di confidenza dei costi	da moderato ad alto ^c	

^a – Valore rappresentativo, basato sulla media dei valori in vari studi.

^b – L'efficienza degli impianti è calcolata in base al potere calorifico inferiore dei combustibili (PCI).

^c – Livello di confidenza moderato: vedi nota d di Tabella 44.

Livello di confidenza alto: commercialmente disponibile per applicazioni simili ma a scale inferiori o con limitata esperienza; vi sono garanzie commerciali.

Nota: I dati si riferiscono ad impianti alimentati da gas naturale con costi tra 4,7 e 5,3 US\$/GJ o a carbone con costi tra 0,9 e 1,3 US\$/GJ; alcuni impianti producono elettricità oltre a idrogeno. Il fattore di carico fisso varia tra 13 e 20% (redditi richiesti per finanziare l'impianto in base agli investimenti).

⁴ Il costo della produzione elettrica non deve essere confuso con il prezzo dell'elettricità per l'utente.

Il sistema CCS può essere applicato anche per la combustione di biomasse o per altri processi industriali (impianti per la produzione di cemento o acciaio, raffinerie), tuttavia sono disponibili pochi studi per effettuare stime affidabili dei costi associati. Il costo della cattura di 0,19 MtCO₂/anno in un impianto IGCC a biomassa da 24 MWe è stimato intorno ad 80 US\$/tCO₂ netta catturata cui corrisponde un incremento dei costi di produzione elettrica di circa 0,08 US\$/kWh. Per altri processi industriali (produzione di cemento o acciaio, raffinerie) l'intervallo dei costi stimati è molto ampio ed è compreso tra 25 e 115 US\$/tCO₂ netta catturata.

Generalmente i costi unitari di cattura si riducono per i processi dove si produce CO₂ relativamente pura (*processing* di gas naturale, produzione di idrogeno e ammoniaca), infatti nel caso degli impianti per la produzione di idrogeno il costo è compreso tra 2 e 56 US\$/tCO₂ netta catturata.

Considerando lo sviluppo della tecnologia CCS in futuro e le attività di ricerca e sviluppo si stima che i costi potrebbero subire una riduzione rispetto alle stime attuali del 20-30% nei prossimi dieci anni.

5.1.3. Trasporto della CO₂

I gasdotti operano in un mercato tecnologicamente maturo e rappresentano l'opzione più comunemente utilizzata per il trasporto della CO₂. Solitamente l'anidride è compressa a pressioni superiori a 8 MPa per evitare il regime di flusso in due fasi ed aumentarne la densità rendendo così più facile ed economico il trasporto. La CO₂ può tuttavia essere trasportata anche in forma liquida utilizzando il trasporto marittimo, stradale o ferroviario in serbatoi isolati, tali modalità di trasporto richiedono pressioni inferiori.

Il primo gasdotto per il trasporto di CO₂ a lunga distanza (oltre 2.500 km) è entrato in attività nei primi anni '70 negli Stati Uniti e trasporta attualmente più di 40 MtCO₂/anno di origine naturale e antropogenica nei territori del Texas dove è utilizzata per attività di EOR (*Enhanced Oil Recovery*).

In alcune situazioni il trasporto navale può essere economicamente più vantaggioso. La CO₂ può essere trasportata con le stesse modalità con cui oggi si trasporta LPG (*Liquified Petroleum Gas*, principalmente propano e butano) ovvero a pressioni di 0,7 MPa, ma attualmente ciò avviene solo a piccola scala per la scarsa domanda. La CO₂ liquida ha le stesse proprietà dell'LPG e la tecnologia utilizzata per il trasporto di questo potrebbe essere adeguata per il trasporto della CO₂.

Il trasporto su strada o rotaia è tecnicamente fattibile, il trasporto avverrebbe a temperatura di -20°C e pressione di 2 MPa, tuttavia tali sistemi di trasporto sono antieconomici rispetto al trasporto con gasdotto o al trasporto navale se applicati a grande scala.

Gli attuali standard per il trasporto della CO₂ tramite gasdotto sono stati sviluppati nel contesto delle attività di recupero del petrolio (EOR), tuttavia gli stessi standard non sono necessariamente uguali a quelli che sarebbero richiesti per il sistema CCS, infatti per le attività di EOR sono richiesti bassi livelli di azoto che non è necessario avere per il CCS. Comunque, i gasdotti che attraverserebbero aree popolate dovrebbero rispettare alcuni requisiti come bassi contenuti di prodotti solforati (H₂S), sistemi di protezione per le alte pressioni, monitoraggio delle perdite, ecc. In ogni caso non sono previsti ulteriori ostacoli per

la realizzazione di gasdotti per l'applicazione del sistema CCS.

La perdita di CO₂ durante il trasporto via gasdotto è molto bassa. La CO₂ secca non corrode l'acciaio carbonio-manganese con cui sono realizzate le condotte, anche se sono presenti altri contaminanti come ossigeno, solfuro d'idrogeno e ossidi di zolfo o azoto. La CO₂ idrata è invece altamente corrosiva pertanto una condotta utilizzata per tale trasporto dovrebbe essere realizzata in leghe resistenti alla corrosione o internamente rivestita da leghe o polimeri. Tale soluzione accresce il costo dei materiali di parecchie volte rispetto all'acciaio in carbonio-manganese.

Per quanto riguarda il trasporto navale si stima una perdita di CO₂ compresa tra il 3% e il 4% per 1000 Km, considerando anche la perdita di vapori di evaporazione da scambio termico (*boil off*) ed i gas esausti dei motori della nave. Per il *boil off* esistono apposite apparecchiature per il recupero dei gas che vengono liquefatti, tali dispositivi sono attualmente utilizzati nel trasporto del GNL e potrebbero ridurre la perdita a tassi del 1-2% per 1000 km.

Occorre considerare anche gli eventi accidentali, per gli attuali gasdotti che trasportano CO₂ in aree scarsamente popolate si registra un tasso di accadimento inferiore ad un incidente annuo (0,0003 per Km-anno) senza conseguenze sulla salute degli esseri umani. Nel trasporto marittimo il rischio potenziale ha condotto a standard progettuali, costruttivi e operativi tali da considerare rari gli incidenti.

I costi del trasporto della CO₂ sono stati stimati sia per il trasporto via gasdotto sia per il trasporto marittimo. In entrambi i casi i costi dipendono fortemente dalla distanza che deve essere coperta. Nel caso dei gasdotti i costi dipendono da fattori quali la localizzazione della condotta, *onshore* o *offshore*, condizioni demografiche, orografiche e meteorologiche del territorio da attraversare. Tali fattori possono anche raddoppiare il costo per unità di distanza, ed il costo potrebbe essere anche più elevato in caso di attraversamento di aree popolate. Costi aggiuntivi, non inclusi nelle stime IPCC (2005) poiché ritenuti irrilevanti, sono dovuti alle stazioni di ricompressione per condotte di grande lunghezza.

Il costo del trasporto con gasdotto per una lunghezza di 250 Km è stimato tra 1 e 8 US\$/tCO₂ trasportata. La variabilità della stima dipende dal flusso di CO₂ trasportata, nel seguente grafico si nota la diminuzione del costo unitario in relazione alla massa di anidride carbonica trasportata ed il rapporto tra i costi di condotte *onshore* o *offshore*. I materiali del gasdotto (acciaio) contano in maniera significativa sui costi stimati, pertanto le stime risentono in maniera consistente della variabilità del prezzo dell'acciaio.

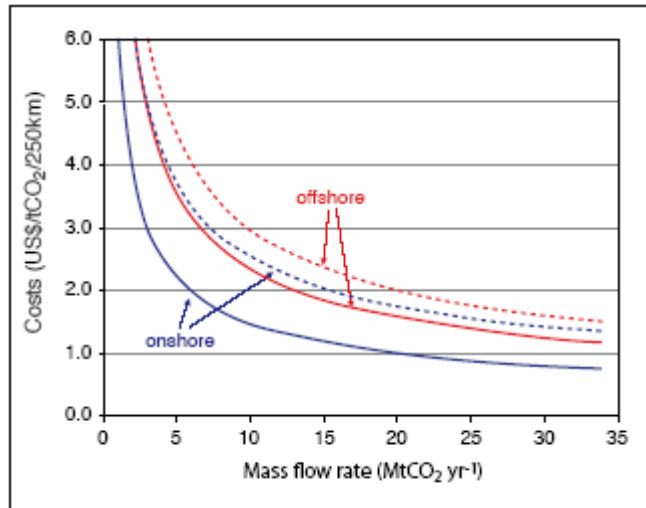


Figura 21 – Costi per il trasporto della CO₂ in gasdotti *onshore* e *offshore* in US\$ per tCO₂ per 250 km in funzione del flusso di massa. Il grafico mostra l'intervallo minimo (linee continue) e massimo (linea punteggiata) delle stime (da IPCC, 2005).

Nel trasporto marittimo i fattori che determinano il costo sono rappresentati dalle dimensioni delle cisterne e dalle caratteristiche dei sistemi di carico e scarico della CO₂. Il successivo grafico confronta i costi tra le strategie di trasporto (gasdotto e navale) e mette in evidenza come il trasporto marittimo sia maggiormente conveniente per lunghi tragitti, con distanze >~1000 Km se confrontato con il trasporto con gasdotto *offshore* e >~1700 Km se confrontato con il trasporto con gasdotto *onshore*, e per quantità trasportate di pochi MtCO₂.

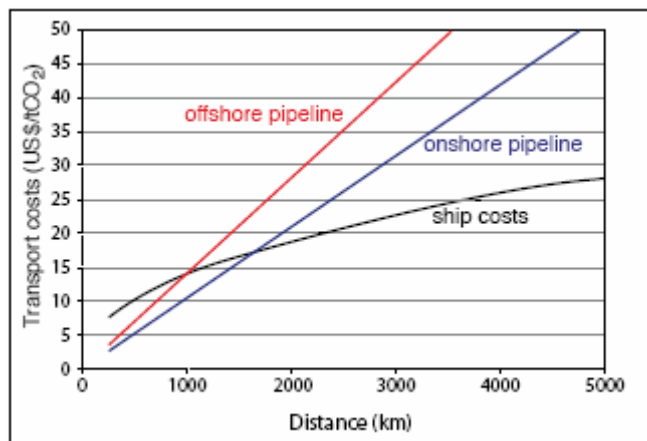


Figura 22 – Costi per il trasporto della CO₂ in gasdotti *onshore* e *offshore* e per il trasporto navale in US\$ per tCO₂ in funzione della distanza. Il trasporto in gasdotto è dato per un flusso di massa di 6 MtCO₂/anno. Il trasporto navale include depositi intermedi, tasse di porto, costo del carburante, e attività di carico e scarico. I costi includono inoltre i costi aggiuntivi di liquefazione (da IPCC, 2005).

5.1.4. Confinamento della CO₂

Fondamentalmente sono riconosciute quattro strategie per il confinamento della CO₂: in giacimenti sotterranei, nelle profondità oceaniche, la fissazione in carbonati inorganici e l'utilizzo della CO₂ in alcuni processi industriali.

Relativamente al confinamento in giacimenti sotterranei ci sono tre tipi di formazioni geologiche che possono essere considerate potenzialmente idonee per lo stoccaggio della CO₂: le riserve di petrolio e gas, le formazioni saline profonde e i letti carboniferi non sfruttabili. In ogni caso le attività di stoccaggio prevedono l'iniezione della CO₂ densa nelle formazioni rocciose. Le rocce porose sono potenziali candidati per lo stoccaggio della CO₂, tali bacini sedimentari sono disponibili sia a terra che nella crosta terrestre coperta dalle acque marine. L'opzione di sfruttamento dei letti carboniferi con associato recupero di metano è in fase dimostrativa.

Attualmente esistono dei progetti a scala industriale per lo stoccaggio della CO₂ nell'ordine di 1 o più MtCO₂/anno: il progetto Sleipner nel Mare del Nord, il progetto Weyburn in Canada ed il progetto In Salah in Algeria. Circa 3-4 MtCO₂/anno che verrebbero emesse in atmosfera sono state catturate e stoccate in formazioni geologiche di diverso tipo. Inoltre, come illustrato nella successiva tabella sono in corso o in fase pianificazione altri progetti di minore entità per lo stoccaggio della CO₂.

Oltre ai progetti che fanno parte del sistema CCS occorre considerare che attualmente circa 30 MtCO₂/anno sono iniettate nel suolo del Texas (USA), dove le attività di recupero del petrolio (EOR) sono cominciate nei primi anni '70. La maggior parte di questa CO₂ proviene da riserve naturali trovate nelle regioni occidentali degli Stati Uniti e parte proviene da attività antropogeniche come il *processing* del gas naturale. Una parte consistente della CO₂ usata per le attività di EOR è separata direttamente dal petrolio e reiniettata nel suolo. Al termine delle attività di EOR la CO₂ può essere trattenuta nel suolo anziché immessa in atmosfera (*venting*). Questo è quanto si propone il progetto Weyburn.

Tabella 46 – Siti di deposito della CO₂, realizzati, pianificati o in esecuzione (da IPCC, 2005).

Nome del progetto	Paese	Inizio iniezione (anno)	Tasso medio di iniezione giornaliera (tCO ₂ /giorno)	Deposito totale pianificato (tCO ₂)	Tipo di riserva
Weyburn	Canada	2000	3.000-5.000	20 10 ⁶	EOR
In Salah	Algeria	2004	3.000-4.000	17 10 ⁶	Campo gas
Sleipner	Norvegia	1996	3.000	20 10 ⁶	Formazione salina
K12B	Olanda	2004	100 (1.000 oltre il 2006)	8 10 ⁶	EOR
Frio	U.S.A.	2004	177	1.600	Formazione salina
Fenn Big Valley	Canada	1998	50	200	ECBM
Quinshui Basin	Cina	2003	30	150	ECBM
Yubari	Giappone	2004	10	200	ECBM
Recopol	Polonia	2003	1	10	ECBM
Gorgon (pianificato)	Australia	~2009	10.000	Non noto	Formazione salina
Snøhvit (pianificato)	Norvegia	2006	2.000	Non noto	Formazione salina

L'iniezione di CO₂ nelle formazioni geologiche profonde comporta l'adozione di molte delle tecnologie già pienamente sviluppate ed utilizzate per l'esplorazione e produzione di gas e petrolio. Altre pratiche di iniezione nel sottosuolo, come lo stoccaggio di gas naturale o l'iniezione di rifiuti liquidi e gassosi, sono state condotte in Canada e negli USA fin dal 1990 anche a scale di Mt di materiale e rappresentano una rilevante esperienza operativa per il settore.

Lo stoccaggio della CO₂ in giacimenti petroliferi esauriti o formazioni saline può avvenire a profondità inferiori a 800 metri, dove le condizioni di temperatura e pressione portano la CO₂ in forma liquida o nello stato supercritico. A tali condizioni la densità della CO₂ è circa il 50-80% rispetto a quella dell'acqua, tale valore è molto vicino alla densità di alcuni tipi di petrolio greggio e determina una spinta della CO₂ in alto per galleggiamento. Pertanto è necessario assicurare un opportuno sistema di chiusura per assicurare che la CO₂ rimanga intrappolata nel sottosuolo.

Quando è iniettata, la CO₂ occupa gli spazi porosi della roccia, quindi il volume disponibile per lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti petroliferi o di gas è correlato al fluido "spostato". Per le formazioni saline si stima che il volume disponibile sia estremamente variabile, da valori percentuali poco significativi fino al 30% del volume totale della roccia.

Una volta iniettata nel sottosuolo la frazione di gas trattenuto dipende dalla combinazione di meccanismi fisici (presenza di strati argillosi impermeabili, forza capillare dei pori della roccia) e geochimici (reazioni della CO₂ con i fluidi sotterranei o con la stessa roccia). Le reazioni della CO₂ comportano in prima istanza lo scioglimento della CO₂ in acqua, in tale forma diviene maggiormente densa e quindi affonda nella formazione rocciosa anziché risalire (scale temporali da centinaia a migliaia di anni). Altre reazioni comportano la formazione di specie ioniche che successivamente convertite in carbonati solidi determinano il sequestro della CO₂ per milioni di anni.

Altri processi di sequestro sono rappresentati dall'adsorbimento sulle superfici carbonifere o comunque ricche di materiale organico (attività di recupero metano), tuttavia la CO₂ in tal caso rimane intrappolata se le condizioni di temperatura e pressione rimangono stabili, questi processi avvengono solitamente a profondità inferiori rispetto a quelle utilizzate per lo stoccaggio della CO₂ nelle formazioni petrolifere o saline.

Benché molti dei meccanismi considerati siano ben noti e prevedibili è necessario implementare gli aspetti relativi alla previsione e monitoraggio delle dinamiche di breve e lungo termine per l'assorbimento/adsorbimento, rilascio e mobilità della CO₂ nel sottosuolo.

Nella successiva tabella sono riportate le potenziali capacità tecniche (con utilizzo di tecnologie o pratiche già dimostrate) per lo stoccaggio della CO₂ per alcune formazioni geologiche presenti a livello globale. Le stime, condotte su dati di letteratura da IPCC (2005), sono caratterizzate da elevato livello di incertezza che tuttavia non può essere quantificata in assenza di una analisi probabilistica che consideri le varie metodologie di stima adottate e lo scarso livello di conoscenza delle formazioni saline in generale.

Per le riserve di olio e gas le stime sono maggiormente affidabili poiché sono basate sulla sostituzione del volume degli idrocarburi con la CO₂.

Tabella 47 – Capacità di stoccaggio della CO₂ per varie opzioni di confinamento geologico (da IPCC, 2005).

Tipo di riserva	Stima inferiore della capacità di deposito (GtCO ₂)	Stima superiore della capacità di deposito (GtCO ₂)
Giacimenti di petrolio e gas	675 ^a	900 ^a
Vene di carbone non minabili (ECBM)	3-15	200
Formazioni saline profonde	1.000	Incerta, ma possibilmente 10 ⁴

^a questi numeri potrebbero essere incrementati del 25% se nella stima venissero introdotti giacimenti di gas e petrolio non ancora scoperti.

L'intervallo stimato del potenziale economicamente sfruttabile per la CCS nel prossimo secolo è approssimativamente da 200 a 2.000 GtCO₂ quale capacità di stoccaggio delle formazioni geologiche. Il limite inferiore è considerato probabile al 99%, mentre il limite superiore ha una probabilità tra il 66% ed il 90%.

In base a quanto riportato da IPCC (2005), l'osservazione e l'analisi degli attuali giacimenti di CO₂, sia naturali che ingegnerizzati, e l'analisi dei modelli matematici consentono di prevedere che la frazione di CO₂ trattenuta nelle formazioni rocciose ha una elevata probabilità, compresa tra 90 e 99%, di eccedere il 99% in un arco temporale di 100 anni ed una probabilità compresa tra il 66 ed il 90% di eccedere il 99% in un arco temporale di 1.000 anni. Tali frazioni trattenute sono probabili anche per periodi più lunghi poiché il rischio di fuga diminuisce nel tempo poiché intervengono i meccanismi di sequestro citati.

A livello locale la fuga di CO₂ in concentrazioni elevate può causare danni alla salute degli esseri umani (operatori o popolazione civile), una concentrazione del 7-10% può essere dannosa. E' possibile configurare almeno due scenari: perdita rapida o perdita lenta della CO₂. Il primo scenario può rappresentare un rischio per gli operatori del settore ed è gestibile con le attività oggi in uso nell'industria petrolifera. Il secondo scenario potrebbe sfuggire al controllo e monitoraggio e rappresentare un rischio per gli acquiferi di acque potabili e gli ecosistemi dove si accumula la CO₂. Gli acquiferi possono essere influenzati sia direttamente dalla CO₂ sia dal materiale salino che viene sostituito dalla CO₂ durante i processi di iniezione. Tale scenario comprende anche il rischio di acidificazione del suolo e conseguente impoverimento del tenore di ossigeno. Inoltre se le perdite di CO₂ avvengono in aree scarsamente esposte all'azione dei venti possono formarsi delle sacche ricche di CO₂ che determinano un rischio per la salute degli esseri umani e degli animali.

Le attuali tecniche di monitoraggio sono considerate promettenti per un controllo delle perdite di CO₂, tuttavia è necessaria maggiore esperienza per stabilire procedure standard, livelli di rilevabilità, concentrazioni di fondo, ecc. Inoltre, occorre testare le varie tecniche di monitoraggio. Se la perdita viene rilevata sono disponibili tecniche di rimedio per fermare le perdite o per rimuovere la CO₂ dal suolo o dagli acquiferi sebbene tali tecniche siano costose.

Poiché le tecniche di monitoraggio sono utilizzate in contesti diversi è necessario testare la loro validità nel contesto dello stoccaggio della CO₂ nel sottosuolo. Gli attuali progetti a scala industriale, citati precedentemente, si pongono tra i loro obiettivi lo sviluppo e la prova di diverse tecniche di monitoraggio.

Le stime dei costi per lo stoccaggio della CO₂ hanno un livello di confidenza relativamente elevato (soprattutto per i valori inferiori delle potenziali capacità tecniche) poiché le tecniche utilizzate per l'iniezione della CO₂ sono ampiamente utilizzate nel contesto dell'esplorazione degli idrocarburi fossili. Tuttavia, le stime dei costi risentono di una variabilità dovuta a fattori specifici del sito (*onshore vs offshore*, profondità delle riserve,

caratteristiche geologiche del sottosuolo).

Lo stoccaggio in formazioni saline o nei campi di petrolio e gas esausti ha un costo compreso tra 0,5 e 0,8 US\$/tCO₂ iniettata. Il costo addizionale delle attività di monitoraggio è tra 0,1 e 0,3 US\$/tCO₂. Il limite inferiore dei costi si riferisce allo stoccaggio *onshore*, in riserve poco profonde e con alta permeabilità e/o in siti dove è possibile sfruttare pozzi ed infrastrutture già esistenti (campi olio e gas).

Quando lo stoccaggio è associato ad attività di EOR, ECBM o EGR (*Enhanced Gas Recovery*), il valore economico della CO₂ riduce i costi totali del sistema CCS. In base ai dati ed al prezzo del petrolio precedenti al 2003 le attività di EOR *onshore* condotte con CO₂ catturata comportano un beneficio netto di 10-16 US\$/tCO₂, inclusi i costi dello stoccaggio. Le attività di EGR e ECBM sono attualmente in fase di sviluppo, pertanto non sono disponibili stime dei costi. In ogni caso il beneficio netto dipende fortemente dal prezzo del gas e del petrolio.

Una diversa strategia di stoccaggio della CO₂ prevede la sua iniezione nelle profondità oceaniche (>1.000 m), dove la stima temporale di sequestro dall'atmosfera si estende nell'ordine di secoli. Tale tecnica non è attualmente impiegata o dimostrata a scala di progetti pilota ma è nella fase di ricerca.

La CO₂ è solubile in acqua ed è scambiata nell'interfaccia acqua-atmosfera fino al raggiungimento di uno stato di equilibrio stazionario. La concentrazione di CO₂ in acqua dipende quindi dalla concentrazione atmosferica. Negli ultimi 200 anni l'oceano ha sequestrato circa 500 GtCO₂ dei 1.300 rilasciati in atmosfera da attività antropiche. In seguito all'incremento delle emissioni rispetto all'età preindustriale l'oceano assorbe attualmente circa 7 Gt CO₂/anno.

La CO₂, presente prevalentemente negli strati superficiali, comporta una riduzione del pH di circa 0,1 della superficie oceanica ma non si registra alcuna variazione del pH nelle acque profonde. Non ci sarebbero limiti fisici alla quantità di CO₂ antropogenica che potrebbe essere sequestrata negli oceani, tuttavia, su scale temporali di millenni, la quantità stoccata dipenderà dalle condizioni di equilibrio tra acqua ed atmosfera.

Considerando un livello di stabilizzazione della CO₂ atmosferica tra 350 e 1.000 ppmv l'oceano avrebbe tra 2.000 e 12.000 GtCO₂ in assenza di iniezione. Tali valori rappresentano il limite superiore della capacità di sequestro oceanico per attività di iniezione della CO₂. Si stima che la CO₂ rimarrebbe sequestrata per diversi secoli e che la frazione trattenuta aumenti con la profondità cui è stata realizzata l'iniezione (Tabella 48). Sono in fase di studio sistemi per aumentare la frazione trattenuta, quali la formazione di idrati solidi di CO₂, formazione di laghi di CO₂ liquida sul fondo marino, soluzione di minerali alcalini (calcare) per neutralizzare la CO₂. Quest'ultima soluzione, se diventa pratica, potrebbe estendere il tempo di ritenzione della CO₂ per circa 10.000 anni, tuttavia richiederebbe enormi quantità di calcare, dello stesso ordine di grandezza richiesti dalla fissazione in carbonati inorganici che sarà considerata successivamente.

Tabella 48 – Frazione della CO₂ trattenuta in depositi oceanici in base ai risultati di simulazioni modellistiche per 100 anni di continua iniezione a tre differenti profondità a partire dal 2000 (da IPCC, 2005).

Anno	Profondità di iniezione della CO ₂		
	800 m	1.500 m	3.000 m
2100	0,78±0,06	0,91±0,05	0,99±0,01
2200	0,50±0,06	0,74±0,07	0,94±0,06
2300	0,36±0,06	0,60±0,08	0,87±0,10
2400	0,28±0,07	0,49±0,09	0,79±0,12
2500	0,23±0,07	0,42±0,09	0,71±0,14

L'iniezione di alcune GtCO₂ comporta una sensibile variazione dei parametri chimici nel volume d'acqua interessato, mentre l'iniezione di centinaia di GtCO₂ potrebbe influenzare i parametri nell'intero volume oceanico. Alcune simulazioni modellistiche assumono che lo stoccaggio avvenga in sette siti oceanici, a 3000 m di profondità, per quantità di CO₂ pari al 10% di quanto è necessario sequestrare per stabilizzare la concentrazione atmosferica di CO₂ a 550 ppmv. I risultati di tali modelli mostrano che il pH subirà una diminuzione maggiore di 0,4 nell'1% del volume oceanico. In assenza di iniezione di CO₂, il pH avrebbe una diminuzione maggiore di 0,25 per lo strato superficiale, in seguito all'instaurarsi delle condizioni di equilibrio all'interfaccia tra acqua e atmosfera con elevate concentrazioni di CO₂.

Dati sperimentali confermano che l'aggiunta di CO₂ nelle acque marine può danneggiare gli organismi procurando effetti nocivi e letali, come riduzione dei tassi di calcificazione, della riproduzione e della crescita, riduzione del tenore di ossigeno ed incremento della mortalità. Alcuni organismi manifestano tali effetti per piccole addizioni di CO₂; nei punti di iniezione è pertanto attesa una immediata mortalità. Non sono attualmente disponibili studi sugli effetti cronici (basse concentrazioni di CO₂) di lungo termine su organismi o a livello ecosistemico.

Un recente studio sponsorizzato dalla *National Science Foundation* (NSF), *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) e da *US Geological Survey* (USGS) degli Stati Uniti (Kleypass *et al.*, 2006) riporta numerose evidenze sperimentali della diminuzione dei tassi di calcificazione da parte di organismi marini, come gli idrozoi delle barriere coralline, in seguito all'alterazione del ciclo dei carbonati nelle acque marine dovuto all'assorbimento di elevate quantità di CO₂. L'abbassamento del pH comporta la diminuzione della disponibilità di ioni carbonato nelle acque (CO₃²⁻), ciò impedisce agli organismi marini (bentonici e planctonici) di formare gli scheletri di carbonato di calcio alterandone i processi di sviluppo.

Lo stoccaggio di anidride carbonica nelle profondità oceaniche pone notevoli problemi anche in relazione alla stabilità della concentrazione stoccata; nel tempo il naturale rimescolamento delle acque oceaniche comporterà una perdita dell'isolamento della CO₂ iniettata che sarebbe rilasciata lentamente in atmosfera; non sono noti processi di rilascio rapido o catastrofico.

Benché non siano ancora disponibili esperienze di stoccaggio nelle profondità oceaniche della CO₂ è possibile avere alcune stime dei costi che considerano anche il trasporto via gasdotto (*offshore*) o con mezzi navali. I costi illustrati nella seguente tabella mostrano come la distanza sia un fattore essenziale per la valutazione della strategia da adottare.

Tabella 49 – Costi per il deposito oceanico a profondità maggiori di 3.000 m (da IPCC, 2005).

Metodo di stoccaggio	Costi (US\$/tCO ₂ netta iniettata)	
	100 km offshore	500 km offshore
Gasdotto	6	31
Nave/piattaforma ^a	12-14	13-16

^a I costi si riferiscono ad iniezioni a profondità di 2.000-2.500 m.

Altre opzioni per il sequestro della CO₂ sono rappresentate dalla fissazione in carbonati solidi inorganici attraverso reazioni chimiche e l'utilizzo industriale per la manifattura di prodotti (urea, metanolo, imballaggi per alimenti, refrigeranti, estintori, ecc.) attraverso processi chimici o biologici dove la CO₂ è un reagente.

La fissazione della CO₂ in carbonati avviene attraverso l'utilizzo di ossidi di minerali alcalini o alcalino-terrosi (MgO, CaO), che sono naturalmente presenti nei silicati come le serpentine e le olivine. La reazione tra questi ossidi e la CO₂ produce carbonati (MgCO₃, CaCO₃), la quantità di ossidi presenti nelle rocce della crosta terrestre eccede largamente quella necessaria per fissare tutta la CO₂ proveniente dalla combustione di tutte le riserve fossili disponibili. Inoltre, tali ossidi sono presenti in piccole quantità nei rifiuti di alcune attività produttive.

I prodotti del processo di fissazione (silicio e carbonati) sono stabili per ampie scale temporali e possono essere stoccati in aree minerarie o riutilizzati in attività edilizie, realizzazione di strade, benché tale riutilizzo sarebbe una minima parte delle quantità prodotte. Il potenziale di stoccaggio per questa strategia di sequestro, ancora in fase di sviluppo, non è stato stimato ma sarebbe limitato dalla frazione di riserve di silicati che sono tecnicamente esplorabili, oltre che da vincoli ambientali relativi ai siti ed al volume di stoccaggio.

Il processo di fissazione avviene anche in condizioni naturali a velocità molto lente e dovrebbe essere accelerato per rappresentare un'opzione praticabile nel contesto del sequestro della CO₂. La tecnologia di fissazione con silicati naturali è in fase di ricerca ma alcuni processi che usano rifiuti industriali sono nella fase di dimostrazione.

Il processo di fissazione della CO₂ in carbonati richiede tra 30% e 50% dell'energia prodotta, ciò corrisponde ad una riduzione dell'efficienza energetica dell'impianto (partendo ad esempio da un'efficienza del 35%) del 25% e 18% rispettivamente. Complessivamente, considerando anche il processo di cattura, un sistema CCS dotato di tale tecnologia di fissazione comporta un incremento di energia dal 60 al 180% per kWh prodotto rispetto ad un impianto per produzione elettrica senza CCS, ciò determina un significativo incremento dei costi per tonnellata di CO₂ evitata. Le attuali stime di costo per il processo di fissazione, comprese le attività minerarie di estrazione dei silicati, definiscono un intervallo da 50 a 100 US\$/tCO₂ netta mineralizzata (in più rispetto ai costi di cattura e trasporto).

Il processo di fissazione richiede da 1,6 a 3,7 tonnellate di silicati (materia prima) per tonnellata di CO₂, e produce da 2,6 a 4,7 tonnellate di materiale per tonnellata di CO₂ sequestrata come carbonati. E' evidente che ciò comporta un problema di impatto ambientale sia in relazione alle attività estrattive sia in relazione alla gestione dei "rifiuti" prodotti dal processo di fissazione della CO₂.

Per quanto riguarda l'utilizzo industriale della CO₂, attualmente si usano approssimativamente 120 MtCO₂/anno nel mondo, escludendo le attività di recupero del petrolio. Circa 2/3 sono utilizzati per produrre urea, utilizzata a sua volta nella produzione di fertilizzanti e altri prodotti. Parte della CO₂ richiesta dai processi è estratta da pozzi naturali e

parte è di provenienza da processi industriali con cattura della CO₂. Tale opzione di sequestro dell'anidride carbonica non appare significativa ai fini del contenimento delle emissioni della CO₂ poiché il ciclo di vita dei prodotti industriali è relativamente ridotto comportando quindi un successivo rilascio a breve termine della CO₂ sequestrata. Infatti, attualmente la quantità di CO₂ sequestrata per un lungo termine (secoli) è ~1MtCO₂/anno.

La letteratura è ancora limitata per avere stime precise sul potenziale di sequestro della CO₂ da utilizzo industriale ma in molti casi è evidente che il processo determinerebbe un incremento piuttosto che una riduzione netta delle emissioni.

5.1.5. Costi e potenzialità economiche della CCS

I costi totali stimati riflettono i costi di mercato e non includono le esternalità come i danni ambientali ed i costi societari associati all'uso dei sistemi CCS. In questo paragrafo saranno considerati i costi dell'intero processo considerando anche le attività di monitoraggio.

Come già detto, sebbene alcune componenti del sistema CCS siano utilizzate a scala industriale c'è ancora ridotta esperienza nell'integrazione a larga scala dell'intero processo. Le stime dei costi risentono di variabilità dovute a diversi fattori: tipo di sito e di impianto, tipo di combustibile, operazioni finanziarie, distanze per il trasporto, processo di sequestro, ecc. La letteratura disponibile riflette comunque la fiducia in un progressivo decremento dei costi in seguito allo sviluppo della tecnologia.

Nella maggior parte dei sistemi CCS, il processo di cattura, inclusa la compressione, è la componente di maggior costo. I costi del combustibile e dell'elettricità variano fortemente da paese a paese e tale variabilità influenza la fattibilità economica del processo CCS.

Per impianti con confinamento in giacimenti sotterranei e nessun utilizzo della CO₂ per attività di recupero del petrolio, i costi del sistema CCS sono compresi in un intervallo tra 0,02 e 0,05 US\$/kWh per un impianto a polverino di carbone e tra 0,01 e 0,03 US\$/kWh per un impianto NGCC, entrambi con cattura post-combustione. Per un impianto IGCC (con cattura precombustione) i costi sono compresi tra 0,01 e 0,03 US\$/kWh. Per tutti gli impianti considerati i costi possono essere ridotti di 0,01-0,02 US\$/kWh utilizzando la CO₂ per attività di recupero del petrolio (EOR) determinando, in alcuni casi, un reddito positivo.

Nella successiva tabella sono sintetizzati i costi per ciascuna fase del sistema CCS.

Tabella 50 – Intervallo dei costi (US\$ 2002) per i componenti del sistema CCS in relazione all'applicazione per i diversi impianti. I costi dei singoli componenti non possono essere semplicemente sommati per ottenere il costo dell'intero sistema in US\$/CO₂ evitata. Tutti i valori sono rappresentativi per costi a grande scala, nuovi impianti, con prezzi del gas naturale tra 2,8 e 4,4 US\$/GJ e del carbone tra 1,0 e 1,5 US\$/GJ (da IPCC, 2005).

Componente del sistema CCS	Intervallo di costi	Note
Cattura da impianti termoelettrici a gas naturale o a carbone	15-75 US\$/tCO ₂ netta catturata	Costi comparati allo stesso impianto senza cattura
Cattura da impianti per la produzione di H ₂ , NH ₃ o processing di gas naturale	5-55 US\$/tCO ₂ netta catturata	Applicato a sorgenti con elevata purezza che richiedono solo disidratazione e compressione
Cattura da altre sorgenti industriali	25-115 US\$/tCO ₂ netta catturata	L'intervallo riflette l'uso di diverse tecnologie e combustibili
Trasporto	1-8 US\$/tCO ₂ trasportata	Per 250 km in gasdotto o trasporto navale per flusso di massa da 5 a 40 MtCO ₂ /anno
Deposito geologico ^a	0,5-8 US\$/tCO ₂ netta iniettata	Esclusi potenziali redditi da EOR o ECBM
Deposito geologico: monitoraggio e verifica	0,1-0,3 US\$/tCO ₂ iniettata	Previsti monitoraggi in fasi preiniezione, iniezione e postiniezione, dipende dalle richieste normative
Deposito oceanico	5-30 US\$/tCO ₂ netta iniettata	Include trasporto di 100-500 km, escluso monitoraggio e verifica
Fissazione in carbonati minerali	50-100 US\$/tCO ₂ netta mineralizzata	Intervallo per i migliori casi studiati. Include l'uso addizionale di energia per la fissazione

^a – Sul lungo termine possono esserci costi addizionali dovuti alle perdite e conseguenti attività di recupero.

La CO₂ può essere catturata anche in sistemi che utilizzano biomassa oltre a combustibili fossili o in sistemi con co-combustione di biomassa; tuttavia gli impianti a biomassa sono attualmente di piccole dimensioni (meno di 100 MWe), questo comporta che i costi di produzione con o senza CCS sono relativamente alti rispetto ai combustibili fossili. Inoltre l'attuale esperienza con gli impianti a biomassa a grande scala non consente di effettuare stime affidabili dei costi.

I costi totali stimati per impianti a biomassa potrebbero essere intorno a 110 US\$/tCO₂ evitata. Applicare la CCS in impianti a biomassa o in co-combustione porterebbe a emissioni di CO₂ minori o addirittura negative, questo potrebbe comportare una riduzione dei costi per questa opzione in relazione al valore di mercato della CO₂.

Inoltre, la CO₂ potrebbe essere catturata anche in impianti a biomassa che producono idrogeno, in tal caso il costo stimato è tra 22 e 25 US\$/tCO₂ evitata in un impianto che produce 1 MNm³/giorno di idrogeno e corrisponde ad un incremento dei costi di produzione di H₂ di ~2,7 US\$/GJ. Gli impianti di grandi dimensioni potrebbero potenzialmente beneficiare di economie di scala portando i costi dei sistemi CCS a livelli simili a quelli degli impianti a carbone.

I costi della CCS per applicazioni diverse dal settore della produzione elettrica non hanno ricevuto sufficiente attenzione. I costi più bassi sono relativi a processi industriali che comprendono il sistema di cattura della CO₂ come parte del processo produttivo, come la produzione di H₂. Per tali impianti il costo totale della produzione di H₂, incluso trasporto e confinamento della CO₂, subisce un incremento di 0,4-4,4 US\$/GJ in caso di confinamento in sedimenti geologici, mentre in caso di riutilizzo per attività EOR il costo è compreso tra -2,0 e

2,8 US\$/GJ.

Nel grafico successivo è riportata schematicamente la produzione di CO₂ in impianti con e senza sistema CCS; ovviamente la quantità di CO₂ prodotta da impianti con sistema CCS è maggiore rispetto ad impianti senza il sistema di cattura. Per determinare la riduzione delle emissioni da attribuire al sistema CCS occorre confrontare le emissioni di CO₂ per kWh prodotto per i due tipi di impianti.

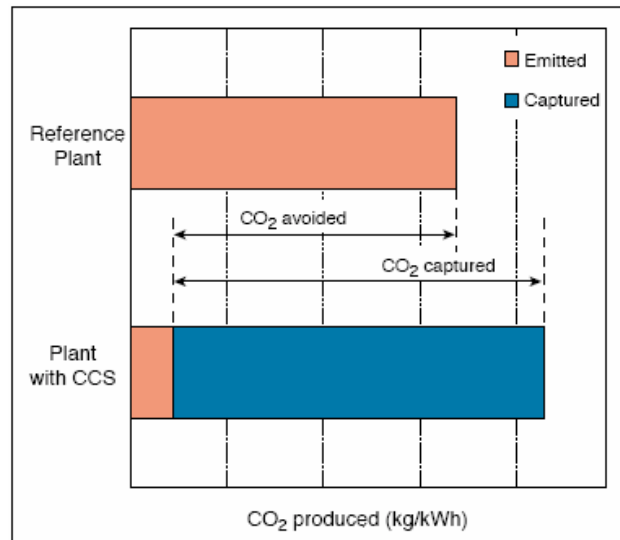


Figura 23 – Cattura e deposito di CO₂ da impianti termoelettrici. In alto è riportata la CO₂ emessa da un impianto senza sistema CCS. In basso è riportata la CO₂ emessa da un impianto con sistema CCS. Nel secondo impianto c'è un incremento di CO₂ dovuto alla perdita di efficienza in seguito all'energia richiesta dal sistema di cattura, trasporto e confinamento e eventuali perdite. In seguito alle richieste energetiche del sistema CCS la CO₂ catturata è maggiore della CO₂ evitata (da IPCC, 2005).

Nella successiva tabella sono riportati i costi per unità di CO₂ evitata per tre tipologie di impianti per la produzione elettrica, in termini generali il costo per energia prodotta (kWh di elettricità) è maggiore per impianti con CCS rispetto ad impianti senza CCS di comparabile potenza. Dai dati illustrati risulta evidente che la variazione del costo dipende fortemente dall'eventuale utilizzo della CO₂ catturata.

Tabella 51 – Costi della cattura, trasporto e confinamento geologico della CO₂ per nuovi impianti termoelettrici basati sull'attuale tecnologia alimentati a gas naturale o carbone bituminoso: PC, impianto a polverino di carbone; NGCC, ciclo combinato a gas naturale; IGCC, ciclo combinato a gassificazione di carbone (da IPPC, 2005).

Attività/Costi	PC Min-Max	NGCC Min-Max	IGCC Min-Max
Impianto di riferimento senza CCS			
Costo dell'elettricità (US\$/kWh)	0,043-0,052	0,031-0,050	0,041-0,061
Impianto con cattura			
Incremento di combustibile (%)	24-40	11-22	14-25
CO ₂ catturata (kg/kWh)	0,82-0,97	0,36-0,41	0,67-0,94
CO ₂ evitata (kg/kWh)	0,62-0,70	0,30-0,32	0,59-0,73
% CO ₂ evitata	81-88	83-88	81-91
Impianto con cattura e deposito geologico^a			
Costo dell'elettricità (US\$/kWh)	0,063-0,099	0,043-0,077	0,055-0,091
Costo della CCS (US\$/kWh)	0,019-0,047	0,012-0,029	0,010-0,032
% incremento del costo dell'elettricità	43-91	37-85	21-78
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	30-71	38-91	14-53
(US\$/tC evitato)	110-260	140-330	51-200
Impianto con cattura e EOR^b			
Costo dell'elettricità (US\$/kWh)	0,049-0,081	0,037-0,070	0,040-0,075
Costo della CCS (US\$/kWh)	0,005-0,029	0,006-0,022	(-0,005)-0,019
% incremento del costo dell'elettricità	12-57	19-63	(-10)-46
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	9-44	19-68	(-7)-31
(US\$/tC evitato)	31-160	71-250	(-25)-120

^a – I costi della cattura si basano sui dati della Tabella 44; il trasporto ha costi tra 0 e 5 US\$/tCO₂; il confinamento geologico ha costi tra 0,6 e 8,3 US\$/tCO₂.

^b – Stessi costi di cattura e trasporto riportati nella nota precedente. I costi netti (redditi) si basano sul costo del petrolio precedente al 2003 di 15-20 US\$/barile.

Nella seguente tabella si riportano i costi per impianti di produzione di idrogeno. Per questo tipo di impianti si osservano le più basse percentuali di incremento dei costi e, per alcune stime, margini più ampi di produzione di reddito nel caso di riutilizzo della CO₂ per attività di recupero avanzato di petrolio (EOR).

Tabella 52 – Costi della cattura, trasporto e confinamento geologico della CO₂ per nuovi impianti per la produzione di idrogeno (da IPPC, 2005).

Attività/costi dell'impianto	
Impianto di riferimento senza CCS	
Costo dell'idrogeno (US\$/GJ)	6,5-10,0
Impianto con cattura	
Incremento di combustibile (%)	4-22
CO ₂ catturata (kg/GJ)	75-160
CO ₂ evitata (kg/GJ)	60-150
% CO ₂ evitata	73-96
Impianto con cattura e deposito geologico	
Costo dell'idrogeno (US\$/GJ)	7,6-14,4
Incremento del costo di H ₂ (US\$/GJ)	0,4-4,4
% incremento del costo di idrogeno	6-54
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	3-75
(US\$/tC evitato)	10-280
Impianto con cattura e EOR	
Costo dell'idrogeno (US\$/GJ)	5,2-12,9
Incremento del costo di H ₂ (US\$/GJ)	(-2,0)-2,8
% incremento del costo di idrogeno	(-28)-28
Costi di mitigazione (US\$/tCO ₂ evitata)	(-14)-49
(US\$/tC evitato)	(-53)-180

Il potenziale di applicazione della CCS in futuro si basa su modelli di elaborazione di scenari economici ed energetici. Tutti i modelli indicano che è improbabile che il sistema CCS abbia un impiego a grande scala in assenza di una esplicita politica di sostanziale riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera. Con l'imposizione di limiti restrittivi molti modelli consentono di prevedere la diffusione di tale tecnologia entro alcuni decenni a partire dal momento di adozione di un regime di mitigazione delle emissioni.

I modelli indicano anche che il sistema CCS non può contribuire significativamente alla riduzione delle emissioni se non è applicato al settore della produzione elettrica; perché questo accada si stima che il prezzo imposto per la riduzione CO₂ debba essere superiore a 25-30 US\$/tCO₂. In assenza di provvedimenti normativi di carattere restrittivo e/o obbligatorio la tecnologia CCS si svilupperebbe solo in settori di nicchia con un potenziale di sequestro stimato intorno a 360 MtCO₂/anno.

La maggior parte dei modelli mettono in evidenza che per avere uno scenario di stabilizzazione della concentrazione della CO₂ in atmosfera di 450-750 ppmv è necessario l'impiego della CCS per un potenziale di sequestro tra 220 e 2.200 GtCO₂. Perché la tecnologia CCS raggiunga tale potenziale sono necessari centinaia o migliaia di impianti CCS nel mondo entro il 2100, ognuno con una capacità di cattura pari a 1-5 MtCO₂/anno. Relativamente al sequestro, è probabile che il potenziale tecnico di confinamento in giacimenti sotterranei sia sufficiente per raggiungere l'obiettivo più alto previsto in tale scenario.

Oltre agli aspetti puramente economici e tecnologici è necessario sviluppare un contesto normativo per la tecnologia CCS per la regolamentazione delle attività inerenti ai processi di cattura, trasporto e sequestro della CO₂. Attualmente è assente un quadro normativo integrato sebbene alcune componenti della tecnologia siano regolamentate in diversi paesi. Inoltre occorre considerare gli aspetti sociali di percezione del rischio associato alla tecnologia CCS, soprattutto in relazione al trasporto ed alle attività di stoccaggio (in giacimenti sotterranei o in oceano). Recenti indagini sociali mettono in evidenza un atteggiamento “riluttante” a tale tecnologia da parte della popolazione. Perché il pubblico possa considerare la CCS come una tecnologia credibile è necessario che si realizzino due condizioni: 1) il problema delle emissioni serra da attività umane deve essere considerato serio; 2) deve essere accettata e condivisa la necessità di riduzione drastica della CO₂ in atmosfera al fine di ridurre la minaccia di un cambiamento climatico globale.

5.1.6. Casi studio e progetti

Per quanto riguarda i progetti di sviluppo ed applicazione del sistema di cattura e sequestro della CO₂, in ambito europeo la Germania ha un programma molto impegnativo su questa problematica, a seguito dell'adesione nel 2004 al *Carbon Sequestration Leadership Forum* (CSLF, un'iniziativa di collaborazione internazionale di tipo multilaterale promossa dagli Stati Uniti per finalizzare e concentrare gli sforzi per lo sviluppo di tecnologie per la cattura ed il sequestro dell'anidride carbonica di cui è firmataria anche l'Italia). Inoltre, con la prevista uscita dal nucleare della Germania (ENEA, 2005a), entro il 2025 è previsto un ricambio del parco elettrico di 80 GW e quindi la necessità di individuare nuove tecnologie per lo sfruttamento del carbone (che pesa attualmente per circa il 53% nel mix elettrico tedesco) diventa evidente.

Le italiane INGV, Sotacarbo e Carbosulcis stanno lavorando al progetto ECBM (*Enhanced Coal Bed Methane* come evoluzione di tecniche CBM) per il recupero del metano dai giacimenti di carbone del Sulcis con impiego di CO₂. La fase di pre-fattibilità è iniziata nel dicembre 2004, sulla base delle esperienze maturate dall'INGV nel progetto canadese Weyburn di sequestro della CO₂ citato precedentemente. Se tale fase sarà positiva, è prevista una fase pilota di sperimentazione sul campo.

Alcune tecnologie (gassificazione del carbone, produzione di idrogeno, co-combustione di biomasse) ricevono attualmente notevole attenzione anche nella prospettiva di un ricorso alla cattura ed al sequestro della CO₂.

Sono da menzionare infatti numerosi lavori nel settore della gassificazione del carbone. Da segnalare in sintesi i progetti riportati nel recente rapporto Energia e Ambiente 2005 dell'ENEA, non necessariamente connessi direttamente allo sviluppo di un sistema CCS:

- l'impianto pilota di gassificazione a due stadi dell'Università di Cagliari, che verrà utilizzato nell'ambito del progetto finanziato dal MIUR di prossimo avvio presso il centro di ricerca Sotacarbo di Carbonia;
- in Spagna è in esercizio l'impianto a ciclo combinato con gassificazione del carbone (IGCC) di Puertollano da 355 MW; dopo una serie di malfunzionamenti iniziali l'impianto ha ripreso a marciare regolarmente, fino ad arrivare alla produzione di 1595 GWh nel 2002. In futuro è prevista la realizzazione di un nuovo impianto IGCC nell'ambito del programma comunitario CARNOT che potrà utilizzare i dati di esercizio accumulati e di un impianto pilota per la produzione di 2.500 m³/h di idrogeno da gas di sintesi derivato (progetto

HYCOAL);

- Ansaldo Ricerche, insieme ad alcune società di ricerca statunitensi, cooperano ad un nuovo progetto di gassificazione dell'antracite da realizzarsi in Pennsylvania (USA), sulla base dell'esperienza maturata sul prototipo di gassificatore monostadio carbone/biomasse installato a Genova ed operante già da alcuni anni.

Anche la co-combustione di carbone con biomasse, rifiuti ed altri combustibili è caratterizzata da un significativo numero di progetti sia a scopo di ricerca sia a scala industriale, provenienti da Germania, Olanda, Grecia, Danimarca, Repubblica Ceca, a testimonianza del forte interesse internazionale all'impiego congiunto di carbone e residui solidi che possono essere utilizzati energeticamente con le stesse tecnologie. In Italia si segnala il progetto presentato dalla Sotacarbo per un termovalorizzatore a letto fluido circolante da 12 MW da realizzarsi nella zona del Sulcis-Iglesiente, anche con impiego del carbone Sulcis.

Nel settore della produzione di vettori energetici privi di carbonio Sotacarbo lavora al progetto di ricerca finanziato dal MIUR per la produzione di H₂ ed altri combustibili puliti dalla gassificazione del carbone, con cattura della CO₂. Il progetto prevede la partecipazione di ENEA, Ansaldo Ricerche ed Università di Cagliari.

L'Istituto Nazionale di Oceanografia e di Geofisica Sperimentale (OGS) partecipa a diversi progetti europei per favorire lo sviluppo della tecnologia di cattura e confinamento della CO₂, soprattutto in giacimenti sotterranei. Tra i vari progetti si citano CO₂Net, CO₂GeoNet, GeoCapacity e CO₂ReMoVe, impegnati nella messa a punto della tecnologia, nell'individuazione dei siti di confinamento della CO₂ e nella valutazione dei rischi associati al confinamento in riserve geologiche.

A livello strategico la protezione del clima comporta un forte riposizionamento del carbone nel lungo termine, che non potrà che passare attraverso lo sviluppo di tecnologie più efficienti, la cattura ed il sequestro della CO₂ prodotta, la produzione integrata di idrogeno ed energia elettrica, in quanto verrebbe ridimensionata la produzione di CO₂ che rappresenta il principale punto di debolezza nel confronto con le altre fonti fossili.

5.2. Utilizzo di fonti rinnovabili

Secondo lo “Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020”, pubblicato dal Ministero Attività Produttive nel maggio 2005, la domanda elettrica in rete, mostrata nel grafico successivo, continuerà a crescere ad un tasso medio annuo del 2,30% dal 2005 al 2020, sostanzialmente identico a quello avuto nel periodo 1992-2004 (2,25%).

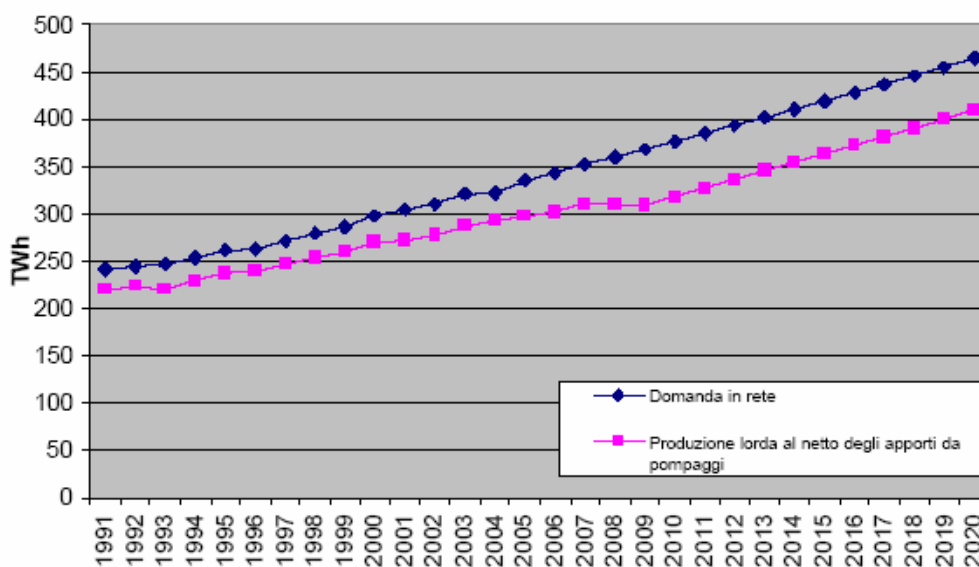


Figura 24 – Domanda elettrica in rete e produzione lorda: dati storici e previsioni (da MAP, 2005b).

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

Tabella 53 – Produzione elettrica per fonte (TWh): dati storici fino al 2004 e previsioni fino al 2020 (da MAP, 2005b).

	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
Fonti 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

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

- il contributo del petrolio diviene sempre più marginale (-77,8%);
- il gas naturale aumenta del 30,9%;
- le fonti rinnovabili passano da 53,8 TWh nel 2004 a 70 TWh nel 2010, a 90

TWh nel 2020 (rispettivamente +18,36%, +22,01% e +21,95% del mix totale);

- il carbone aumenta del 27,4%. Successivamente al 2010, la produzione elettrica da questa fonte si assesta intorno ai 61 TWh. Ciò è conseguenza del fatto che, allo stato attuale, non sono previste realizzazioni di ulteriori centrali elettriche alimentate con questo combustibile.

Si riporta di seguito la variazione di produzione elettrica dal mix di risorse fra 2004 e 2010:

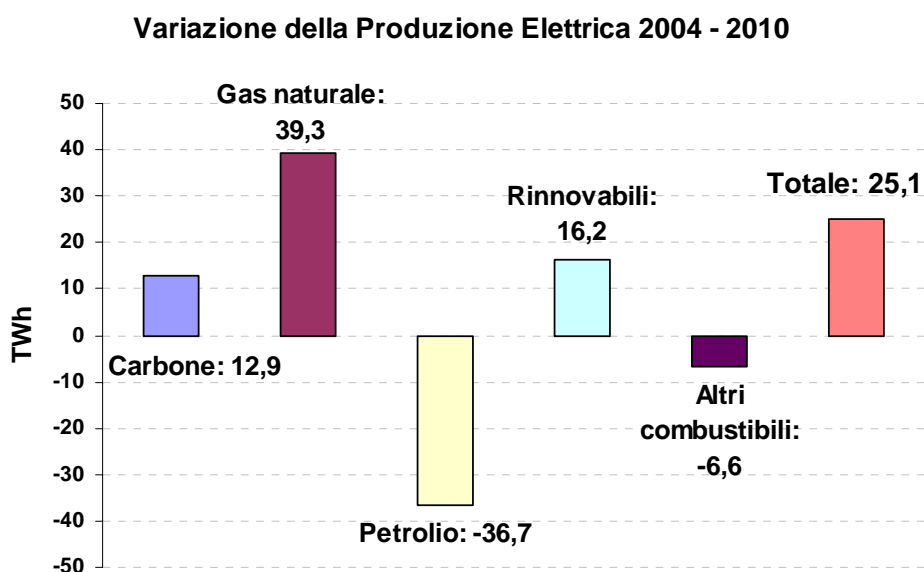


Figura 25 – Variazione (in TWh) della produzione elettrica tra il 2004 ed il 2010 (dati MAP, 2005b).

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

5.2.1. Produzione elettrica ed emissioni serra con utilizzo di fonti rinnovabili

L'analisi dell'intero ciclo di vita delle tecnologie utilizzate per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili può risultare interessante nella definizione dei criteri di abbattimento delle emissioni di gas serra.

Secondo i dati elaborati dai ricercatori olandesi Alsema e de Wild-Scholten (2005), i quali partecipano al progetto integrato del sesto programma quadro di ricerca e sviluppo della Commissione Europea (*CrystalClear*), nel quale sono coinvolte le più grandi industrie europee dell'energia solare fotovoltaica, i risultati del LCA (*Life Cycle Analysis*) sulle emissioni di gas ad effetto serra sono nettamente a favore della produzione di energia da fonti cosiddette rinnovabili (fotovoltaico, biomassa ed eolico), con fattori di emissione compresi tra 11 e 45 g CO₂eq. per kWh prodotto, rispetto a quelle fossili oscillante fra i 400 e i 1000 g CO₂eq./kWh, secondo le stime riportate dagli autori.

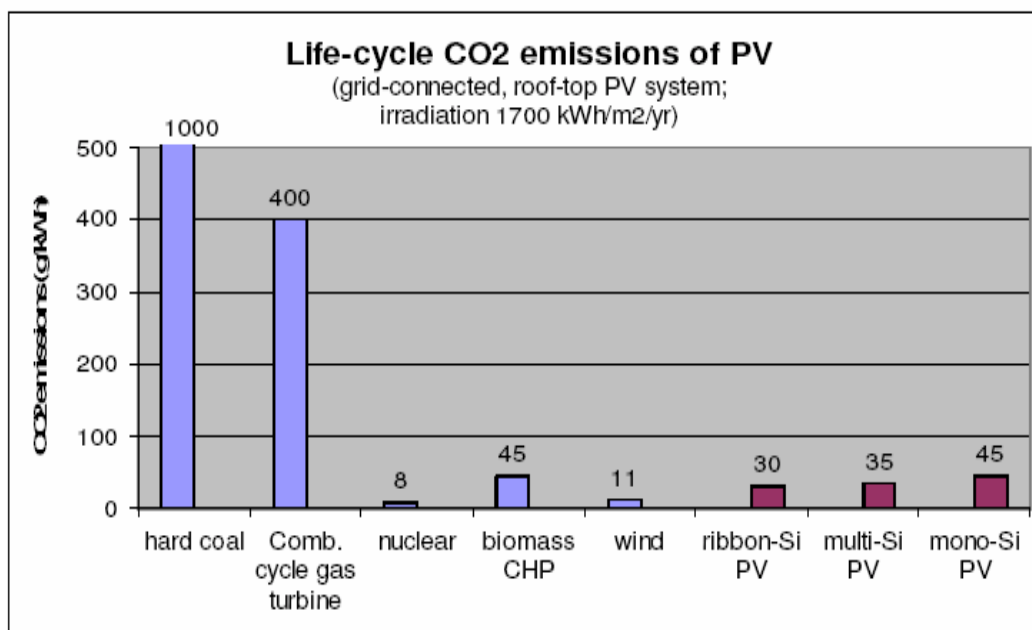


Figura 26 – Emissioni di CO₂eq. da vari impianti. I sistemi fotovoltaici (PV) in Sud Europa ed hanno irradiazioni di 1700 kWh/m²/anno e ciclo di vita di 30 anni (da Alsema e de Wild-Scholten, 2005).

Al fine di valutare l'effetto ambientale (emissioni serra) derivante dall'uso di fonti rinnovabili nel settore elettrico nazionale è stata eseguita l'analisi delle emissioni di CO₂eq. per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER) in sostituzione dell'energia elettrica prodotta da fonte fossile. Le FER prese in esame sono l'eolico, il fotovoltaico e la biomassa con ciclo combinato, mentre per le fonti fossili sono stati considerati il carbone, il petrolio ed il gas. Nell'analisi sono state considerate le emissioni per l'intero ciclo di vita delle fonti rinnovabili e le emissioni dovute alle fasi di precombustione e combustione per le fonti fossili. La scelta delle FER è dettata dalle opzioni con maggiore potenziale di diffusione attualmente e nei prossimi decenni, l'energia idraulica e geotermica non presentano prospettive di sviluppo nei prossimi anni.

L'obiettivo della presente analisi non è quello di definire scenari di utilizzo delle diverse risorse per la produzione elettrica, bensì quantificare la variazione delle emissioni di CO₂eq. per unità di energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili e fornire elementi di valutazione per la realizzazione degli scenari di utilizzo delle risorse in considerazione anche degli effetti ambientali che questi determinano alla luce degli impegni presi con la ratifica del Protocollo di Kyoto.

A tal proposito sono state definite diverse ipotesi di incremento della produzione elettrica da FER rispetto a quanto previsto per il 2010 e relativa sottrazione della stessa quantità di energia elettrica prodotta da fonti fossili. Nelle elaborazioni è stato quindi rispettato il vincolo di mantenere costante l'energia elettrica prodotta con le fonti energetiche considerate, al valore di 251,9 TWh; tale valore è stato calcolato considerando i dati del MAP (2005b) ed ENEA (2005b) secondo i criteri di seguito descritti.

I dati del MAP utilizzati per la presente analisi sono riportati nella successiva tabella:

Tabella 54 – Proiezione della produzione elettrica per fonte (TWh) nel 2010 (da MAP, 2005b).

RISORSA	TWh prodotti (2010)
Carbone	60,0
Gas naturale	166,3
Petrolio	10,5
Fonti rinnovabili totali	70,0
Totale	306,8

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili considerate (biomassa, eolico e fotovoltaico), sono stati estrapolati i TWh sulla rete al 2010 a partire dai dati pubblicati da ENEA (2005b) e di seguito riportati:

Tabella 55 – Proiezioni della produzione elettrica da fonti rinnovabili (da ENEA, 2005b).

	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

La proporzione tra le diverse fonti rinnovabili è stata utilizzata per calcolare l'energia elettrica prodotta dalle stesse considerando il vincolo di 70 TWh totali da FER, previsto dal MAP (2005b). Dato il recente impulso che sta ricevendo la tecnologia del fotovoltaico, per questa fonte sono stati utilizzati i valori riportati nel Libro Bianco della Commissione Europea (1997), pari a 0,3 TWh per il 2010.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di produzione elettrica utilizzati per l'analisi: la stima dei TWh prodotti nel 2010 da fonti convenzionali e rinnovabili e la proporzione all'interno di ciascuna delle due tipologie di fonte energetica:

Tabella 56 – Dati della produzione elettrica per fonte (TWh) previsti nel 2010.

RISORSA	TWh prodotti (2010)	Proporzione tra fonti fossili e fonti rinnovabili
Carbone	60,0	22,1%
Gas naturale	166,3	75,2%
Petrolio	10,5	2,7%
Biomassa	9,5	63,0%
Eolico	5,3	35,0%
Fotovoltaico	0,3	2,0%
Totale	251,9	

L'analisi consiste pertanto nella valutazione delle emissioni totali di CO₂eq. in relazione a progressivi incrementi di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile in sostituzione della stessa energia elettrica prodotta da fonti convenzionali in modo che l'energia elettrica totale sia sempre 251,9 TWh. In altre parole è stata calcolata la media pesata delle emissioni di CO₂eq. in relazione al mix di risorse utilizzate per la produzione elettrica ed ai rispettivi fattori di emissione.

I fattori di emissione, espressi in g CO₂eq./kWh prodotto, utilizzati per le varie risorse sono riportati nella seguente tabella:

Tabella 57 – Fattori di emissione di CO₂ (g/kWh) per le fasi precombustione e combustione delle fonti fossili e per l'intero ciclo di vita delle fonti rinnovabili.

RISORSA	LCA	Precombustione	Combustione	TOTALE
Carbone	-	58,4	800,0	858,4
Gas naturale	-	111,5	350,0	461,5
Petrolio	-	111,1	690,0	801,1
Biomassa	45,0	-	-	45,0
Eolico	11,0	-	-	11,0
Fotovoltaico	40,0	-	-	40,0

Per le fonti fossili, i fattori di emissione in fase di precombustione sono stati stimati nei precedenti capitoli (paragrafo 4.2), ai fini della presente analisi sono stati considerati i valori medi relativi agli scenari S1 per i tre combustibili fossili (scenari "intermedi"), mentre per le emissioni in fase di combustione sono stati considerati i fattori di emissione associati alle migliori tecnologie ad oggi disponibili (*Supercritical PC* per il carbone, *NGCC* per il gas; dati ENEA 2005a).

Per le fonti rinnovabili sono stati utilizzati i dati relativi alla LCA riportati da Alsema e de Wild-Scholten (2005); per il fotovoltaico, di cui gli autori forniscono diversi fattori di emissione, è stato utilizzato il valore corrispondente al 75° percentile delle stime relative ad impianti installati nel Sud Europa. E' tuttavia da sottolineare che per la tecnologia del fotovoltaico si prevedono nei prossimi 3 anni riduzioni delle emissioni molto sostenute, fino a 20 g CO₂eq./kWh prodotto (ECN, 2006).

In base alle assunzioni definite, le emissioni totali di CO₂eq. sono pari a 137,2 Mt per la produzione di 251,9 TWh nel 2010 con il mix riportato nelle precedenti tabelle. Di seguito

sono descritte le diverse ipotesi esaminate per la stima della CO₂ evitata in relazione ad un ulteriore incremento di energia elettrica da fonti rinnovabili e relativa sostituzione di fonti fossili:

- **S1:** produzione di energia elettrica con ciascuna FER in sostituzione della stessa energia prodotta da combustibili fossili in modo che la proporzione di questi resti uguale a quella del 2010 prevista dal MAP;
- **S2:** produzione di energia elettrica con ciascuna FER in sostituzione della stessa energia prodotta con carbone;
- **S3:** produzione di energia elettrica con ciascuna FER in sostituzione della stessa energia prodotta con gas naturale;
- **S4:** produzione di energia elettrica con ciascuna FER in sostituzione della stessa energia prodotta con olio combustibile;
- **S5:** produzione di energia elettrica dal mix di FER in sostituzione della stessa energia prodotta con il mix di risorse fossili. La proporzione delle FER è estrapolata in base ai dati ENEA (2005b) ed al Libro Bianco della Commissione Europea (1997), le proporzioni tra combustibili fossili sono calcolate in base alle previsioni del MAP per il 2010;
- **S6:** produzione di energia elettrica dal mix di FER in sostituzione della stessa energia prodotta con carbone;
- **S7:** produzione di energia elettrica dal mix di FER in sostituzione della stessa energia prodotta con gas naturale;
- **S8:** produzione di energia elettrica dal mix di FER in sostituzione della stessa energia prodotta con olio combustibile.

Dall'analisi degli "scenari" descritti si è potuto ricavare la quantità di CO₂ non emessa per TWh prodotto sostituendo l'energia elettrica ricavata da fonte convenzionale con energia elettrica ricavata da fonte rinnovabile secondo le ipotesi definite.

Il seguente grafico riporta i risultati ottenuti per lo scenario S1 in cui l'energia elettrica prodotta da ciascuna FER sostituisce quella prodotta dal mix di risorse convenzionali.

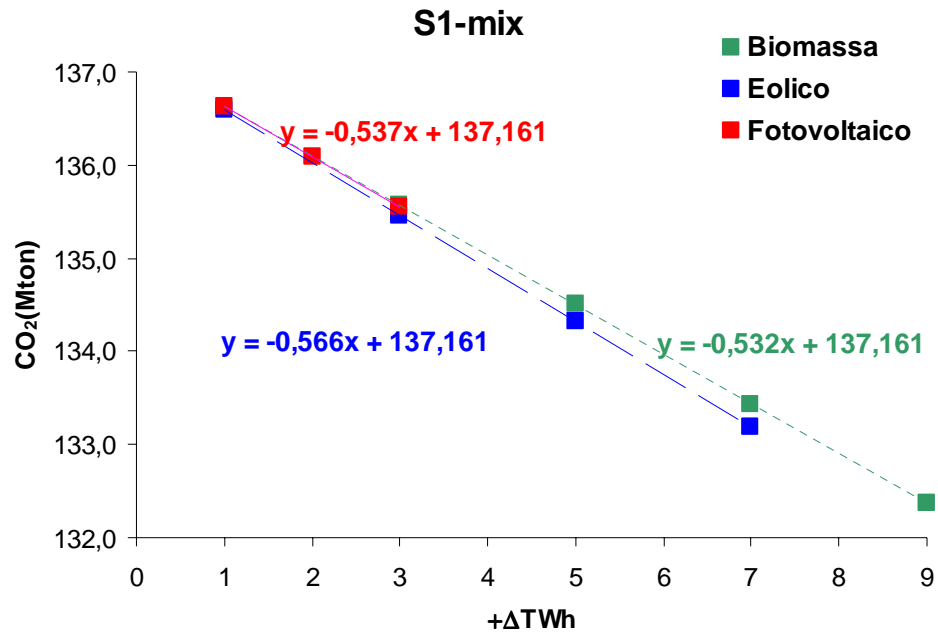


Figura 27 – Riduzione delle emissioni di CO₂eq. in relazione ai TWh prodotti da singola FER in sostituzione del mix fossile.

Sono rappresentate le rette di regressione per incrementi di produzione elettrica da ciascuna FER sulle ascisse e conseguente emissione di CO₂eq. dall'intero mix di risorse sulle ordinate. La pendenza della retta rappresenta la riduzione di CO₂ che si avrebbe per la produzione di 1 TWh di energia elettrica con una certa FER in sostituzione delle risorse convenzionali, mentre l'intercetta (137,2) rappresenta le emissioni che si avrebbero considerando il mix di risorse previsto per il 2010.

Dai grafici si osserva che per ogni TWh prodotto con eolico in sostituzione di un TWh prodotto dal mix di risorse fossili si ha una riduzione di 0,566 Mt di CO₂eq., l'utilizzo del Fotovoltaico consente una riduzione minore di emissioni serra, pari a 0,537 Mt CO₂eq./TWh, comparabile al valore ottenuto per la biomassa con una riduzione di 0,532 Mt CO₂eq./TWh.

Di seguito sono riportati i grafici relativi agli scenari S2, S3, S4 dove la produzione elettrica da ciascuna fonte rinnovabile sostituisce quella prodotta rispettivamente dal carbone, dal gas naturale e dall'olio combustibile.

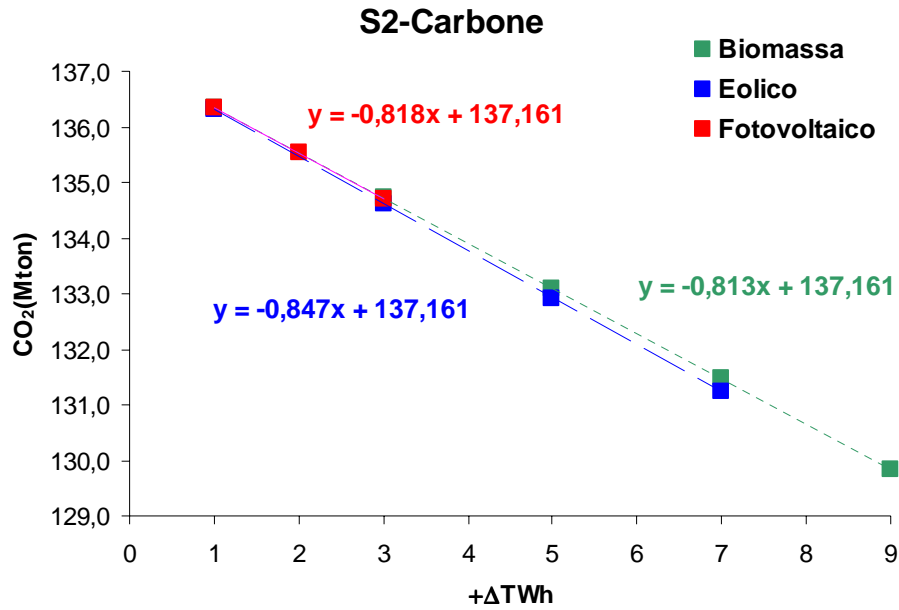


Figura 28 – Riduzione delle emissioni di CO₂eq. in relazione ai TWh prodotti da singola FER in sostituzione del carbone.

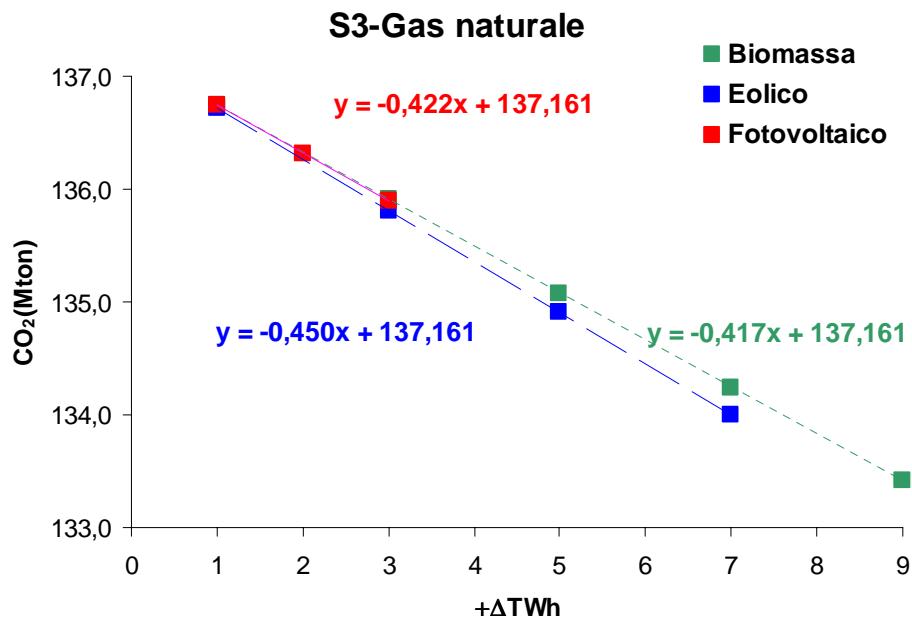


Figura 29 – Riduzione delle emissioni di CO₂eq. in relazione ai TWh prodotti da singola FER in sostituzione del gas naturale.

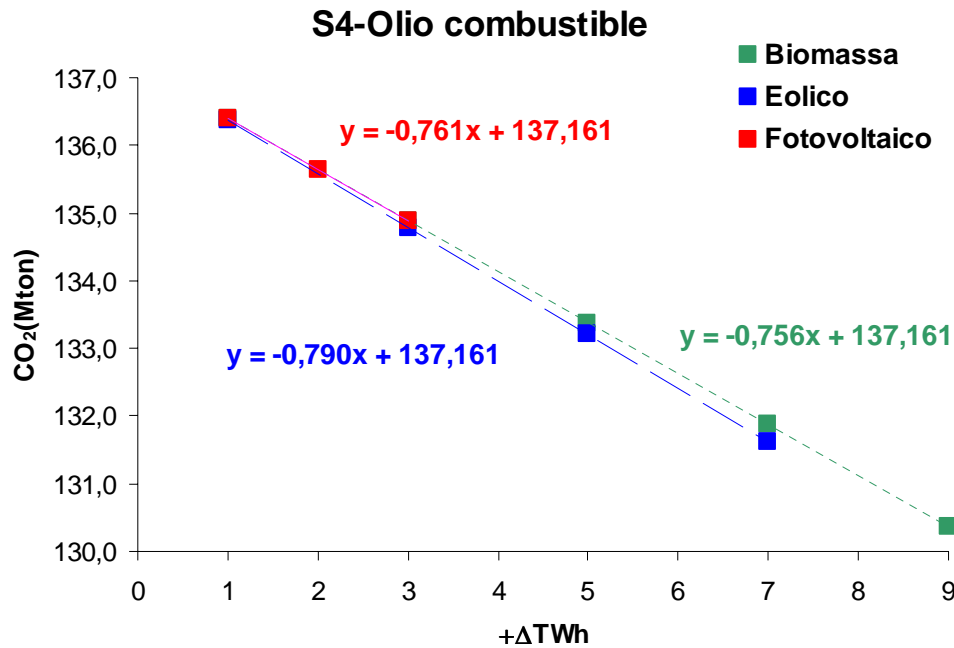


Figura 30 – Riduzione delle emissioni di CO₂eq. in relazione ai TWh prodotti da singola FER in sostituzione di olio combustibile.

Date le assunzioni di proporzionalità definite a monte, le differenze tra le pendenze delle varie FER per ogni singolo scenario rimangono costanti. Ciò che è interessante notare è l'entità di CO₂ evitata per TWh prodotto sostituendo le diverse fonti fossili. La riduzione maggiore si ottiene sostituendo l'energia elettrica prodotta dal carbone, essendo questa risorsa caratterizzata da elevati fattori di emissione. Successivamente è la sostituzione dell'olio combustibile a fornire i maggiori fattori di riduzione delle emissioni per unità di elettricità prodotta ed infine il gas naturale.

Relativamente alle singole fonti rinnovabili considerate, l'utilizzo di energia eolica consente le maggiori riduzioni di emissioni serra per unità di energia elettrica prodotta, pertanto la sostituzione di fonti fossili, in particolare di carbone, con energia eolica fornirebbe il fattore di riduzione più elevato in assoluto tra quelli stimati (0,847 Mt CO₂eq./TWh).

Di seguito sono riportati i risultati dell'analisi eseguita per gli scenari da S5 ad S8 dove la produzione elettrica dal mix di fonti rinnovabili sostituisce rispettivamente il mix delle risorse fossili, il carbone, il gas naturale e l'olio combustibile.

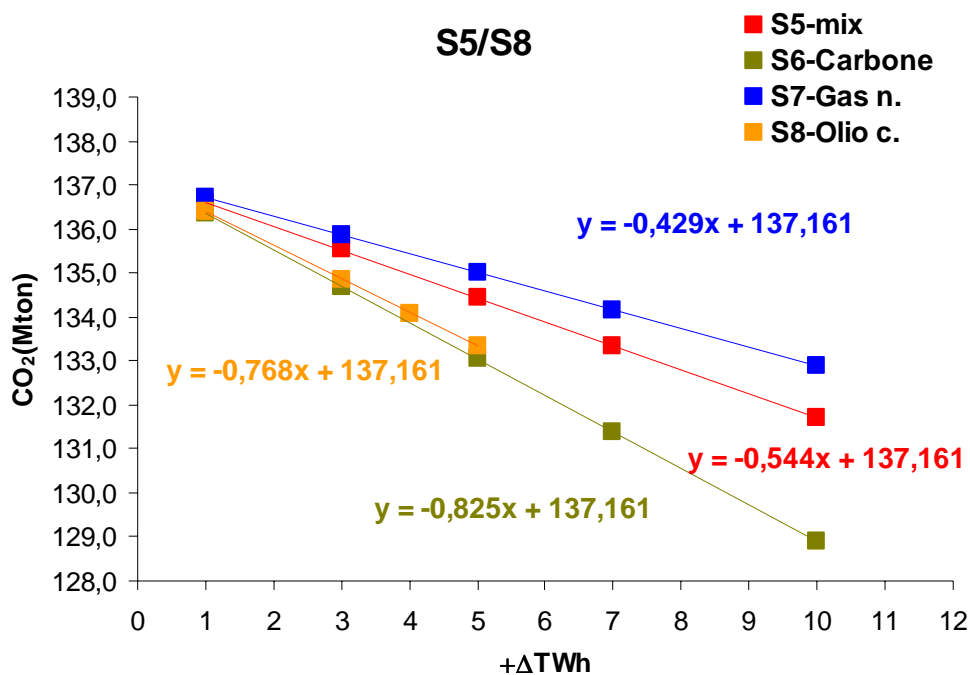


Figura 31 – Riduzione delle emissioni di CO₂eq. in relazione ai TWh prodotti dal mix di FER in sostituzione del mix fossile e da singola risorsa fossile.

Anche in questo caso, l'entità della riduzione delle emissioni di CO₂eq. in seguito alla sostituzione dell'energia elettrica prodotta con risorse fossili presenta l'ordine già visto per i precedenti scenari: sostituzione di carbone, di olio combustibile, del mix di risorse convenzionali e del gas naturale. In particolare, disponendo in ordine decrescente le pendenze ottenute per gli scenari da S6 ad S8 si ha che la CO₂ evitata per TWh prodotto è nel rapporto di 1:1,79:1,93 rispettivamente sostituendo gas naturale, olio combustibile e carbone.

Nel seguente grafico è riportata una sintesi dei risultati esposti, dove per ogni ipotesi considerata è riportata la CO₂eq. evitata in kt/TWh prodotto rispetto a quella di partenza, pari a 137,2 Mt e stimata per il 2010 utilizzando il mix di risorse previsto in base agli scenari tendenziali esaminati dal MAP (2005b) ed ENEA (2005b).

Si sottolinea che la presente valutazione riguarda emissioni di gas serra relative alle fasi *upstream* e *downstream* per le fonti fossili ed all'intero ciclo di vita per le fonti rinnovabili, una parte di tali emissioni possono avvenire fuori dal territorio nazionale; tali emissioni pertanto non sono contabilizzate ai fini degli adempimenti richiesti dal Protocollo di Kyoto. Scopo dell'analisi proposta è la comparazione delle diverse risorse da un punto di vista globale e la quantificazione delle rispettive potenzialità nell'attuazione di strategie mitigative delle emissioni di gas serra in atmosfera. Il metodo di calcolo utilizzato resta tuttavia valido considerando unicamente i fattori di emissione associati alle attività che comportano le emissioni di gas serra nel territorio nazionale.

CO₂eq. Evitata

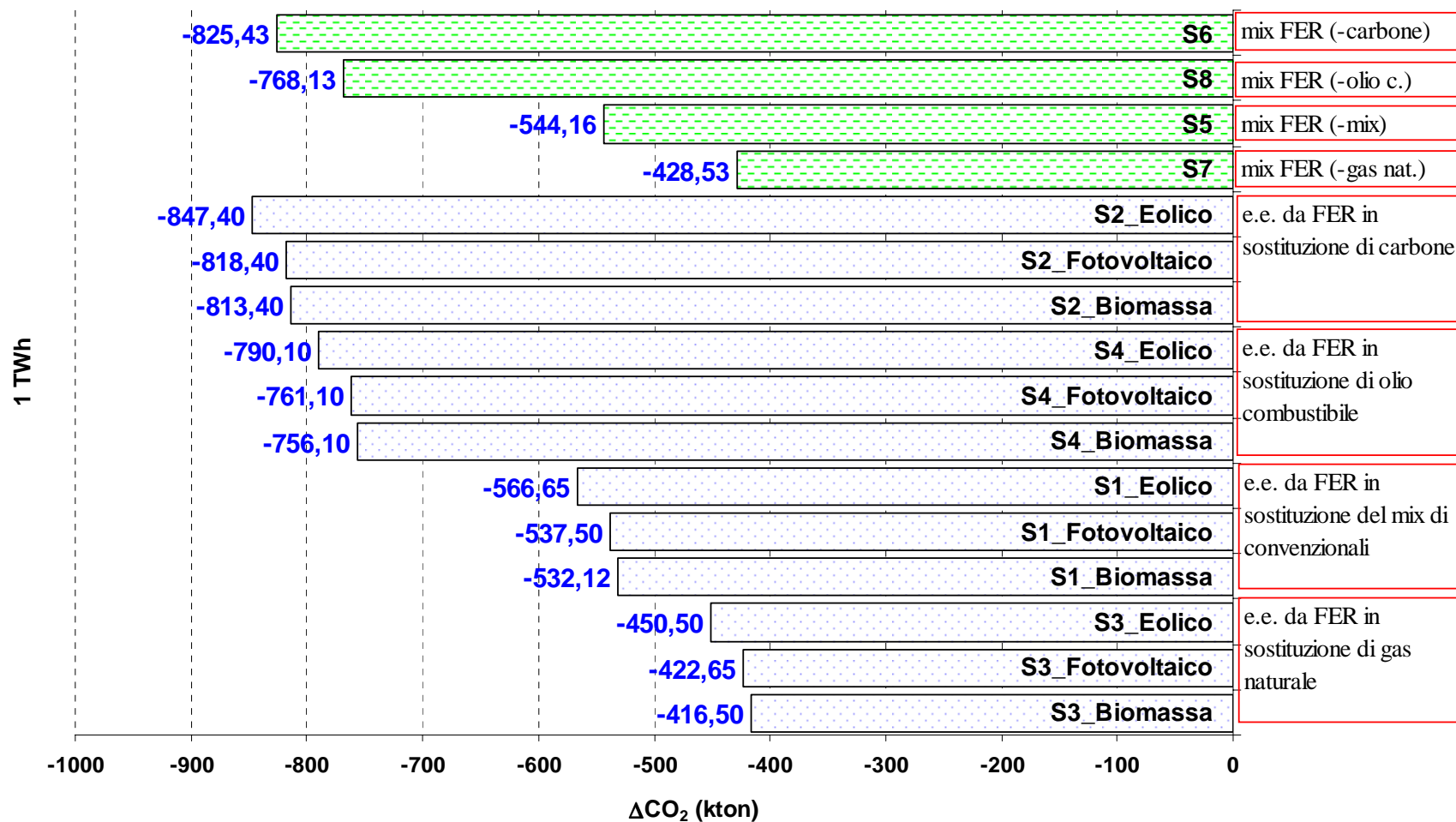


Figura 32 – Riepilogo della CO₂eq. evitata (kt/TWh prodotto) per le diverse ipotesi esaminate.

5.3. Sink biologici di carbonio

Le attività umane hanno contribuito pesantemente all'alterazione di alcuni cicli biogeochimici del pianeta. Il rilascio di carbonio, immagazzinato nelle riserve fossili e nella vegetazione, ha determinato un incremento della concentrazione di CO₂ atmosferica da un valore di circa 280 ppm dell'era preindustriale a circa 368 ppm nel 2000. Le misure del biossido di carbonio nelle carote di ghiaccio dell'Antartide prelevate a Vostock rivelano un quadro chiaro su un periodo di 420.000 anni che comprende le ultime quattro glaciazioni (Petit *et al.*, 1999; Fisher *et al.*, 1999), i dati mostrano che l'attuale concentrazione di CO₂ non è mai stata superata nel periodo considerato. In particolare, le concentrazioni di CO₂ sono variate tra 180 e 300 ppm, con valori più bassi durante le epoche glaciali. Alcuni autori concludono che le attuali concentrazioni siano superiori a quelle degli ultimi 20 milioni di anni, in relazione all'affermarsi dell'attività fotosintetica e ad alcune evidenze geochimiche, (Pagani *et al.*, 1999; Pearson e Palmer, 2000), tuttavia a tali scale temporali non mancano stime di concentrazioni vicine a quelle attuali (Royer, 2003).

Il ciclo biogeochimico del carbonio si realizza attraverso un processo continuo di combinazione e rilascio di carbonio e ossigeno attraverso i compartimenti della biosfera, idrosfera, litosfera e atmosfera. I principali serbatoi di carbonio sono, in ordine decrescente, la litosfera (riserve geologiche), l'idrosfera (riserve oceaniche), biosfera (riserve terrestri) ed atmosfera (Malhi *et al.* 2004). In termini di flussi di carbonio la biosfera ricopre il ruolo più importante tra i vari compartimenti, seguita dal processo di scambio fisico tra atmosfera e idrosfera (Volk, 2001).

Di seguito è illustrato uno schema dei flussi di carbonio tra i principali compartimenti (Prentice *et al.*, 2001).

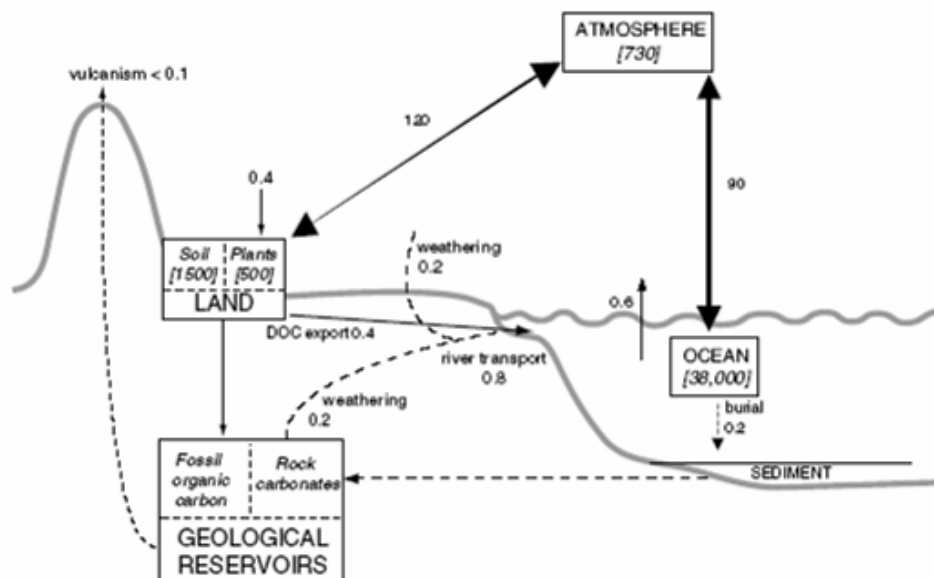


Figura 33 – Flussi di carbonio (Pg/anno) nei compartimenti ambientali (da Prentice *et al.*, 2001).

I flussi dovuti alla biosfera sono sostenuti dalle attività di produzione primaria lorda (assorbimento di carbonio attraverso la fotosintesi) e dalla respirazione (restituzione del carbonio all'atmosfera). In condizioni naturali i meccanismi di trasferimento di carbonio tra l'atmosfera e la terra o gli oceani sono in condizioni di equilibrio stazionario e rappresentano uno scambio di circa 210 PgC/anno, di tale quantità 120 PgC/anno sono relativi alla terraferma. In particolare, le foreste sono responsabili di circa la metà della fotosintesi terrestre totale, ovvero 60 Pg C/anno (Prentice *et al.*, 2001). Il flusso di 90 PgC/anno è dovuto ai processi fisici di scambio nell'interfaccia acqua-atmosfera (Prentice *et al.*, 2001).

Questo scambio annuale è notevolmente superiore alle emissioni atmosferiche di carbonio dovute alle attività umane di combustione delle risorse fossili pari a $6,3 \pm 0,4$ Pg/anno dal 1990 al 1999 (nella stima è inclusa una minima parte dovuta alla produzione di cemento).

In base ad alcune stime, negli ultimi decenni la perdita di superficie forestale contribuisce per il 25% alle emissioni antropogeniche di carbonio (Malhi *et al.*, 2004). Dai dati illustrati emerge quindi che le attività di gestione delle foreste, accompagnate dalla prevenzione della deforestazione e da programmi di ricrescita, possiedono un rilevante potenziale nel controllo del ciclo del carbonio.

Le attività umane che intervengono direttamente sul ciclo del carbonio sono quindi rappresentate fondamentalmente dal consumo di combustibili fossili e dalla conversione di foreste in terreni coltivati e pascoli. Nonostante le quantità, solo apparentemente ridotte, di carbonio emesso in seguito alle attività umane rispetto a quelle in gioco nei cicli naturali occorre precisare che questi ultimi sono, a differenza dei primi, dei cicli chiusi ed, in termini di flussi, sono caratterizzati da un regime di equilibrio stazionario che i "cicli aperti" delle attività umane interrompono. Inoltre, un altro aspetto da considerare quando si eseguono valutazioni sui cicli biogeochimici, è la fondamentale differenza tra i concetti di serbatoio e di flusso. Per quanto grande sia un serbatoio naturale (ad esempio atmosfera) non è esente da alterazioni dovute a flussi in entrata anche relativamente piccoli ma costanti (emissioni atmosferiche di CO₂ da combustione) e non compensati da flussi in uscita (assorbimento di CO₂).

Nel 1998 le emissioni antropiche dovute alla combustione di risorse fossili e produzione di cemento risultavano ripartite nel seguente modo: carbone 35,7%, petrolio 42,0% e gas 18,5%, produzione di cemento 3,1%. Il consumo di combustibili fossili rappresenta il ritorno in atmosfera del carbonio intrappolato originariamente dalla biosfera e trasferito nelle riserve geologiche, sfuggendo così al ciclo del carbonio.

Le emissioni dovute alla trasformazione del territorio sono difficilmente quantificabili e le attuali stime sono caratterizzate da notevole incertezza per la variabilità intrinseca dei processi biologici e la difficoltà di monitorare la distruzione e ricrescita delle foreste rispetto alle attività industriali. Tuttavia alcuni autori hanno stimato che tra il 1850 e il 1990 sono stati rilasciati 124 Pg di carbonio (Houghton, 1999), mentre fino al 2000 sono stati rilasciati 190 Pg di carbonio nella biosfera in conseguenza delle attività umane di trasformazione del territorio (Malhi *et al.*, 2004).

Tra le varie attività di trasformazione del territorio si considerano:

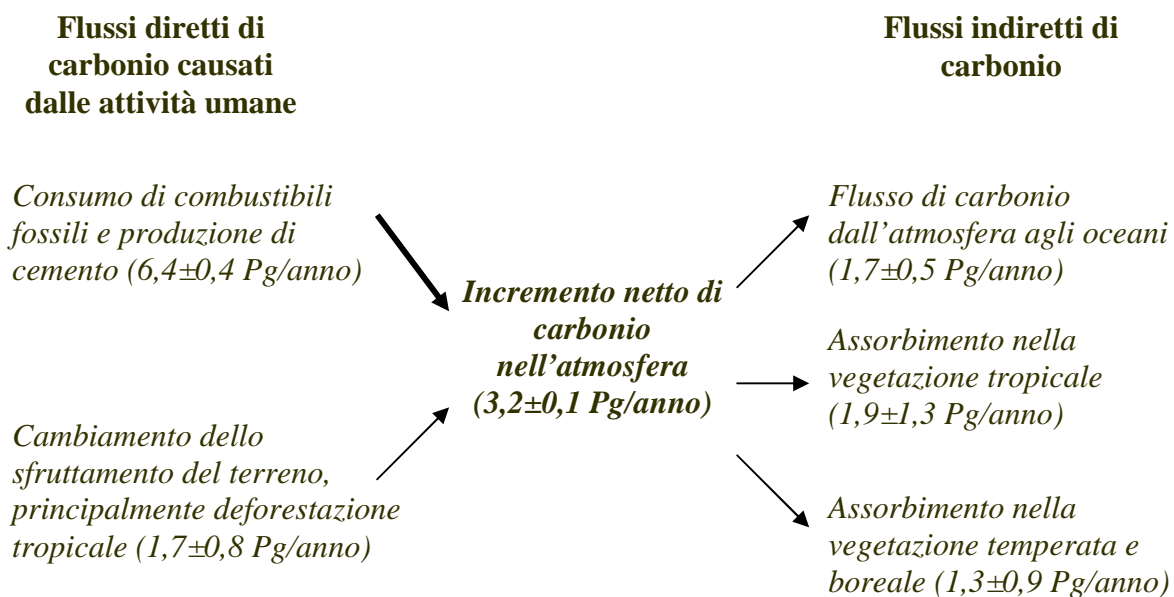
- rimozione permanente della vegetazione forestale per pascoli e colture;
- coltivazione mobile, ovvero trasferimento continuo da aree esaurite ad aree più fertili;
- abbattimento di alberi con successiva rigenerazione o ripopolamento;
- abbandono dell'agricoltura e ripristino delle foreste.

Sebbene tali attività implicino anche dinamiche di recupero dei sistemi forestali, l'effetto netto è stato una perdita netta di carbonio (Houghton, 1996). Nel 1990 il tasso di perdita di carbonio per espansione di territori coltivati a spese di ecosistemi naturali è stimato in 0,76 PgC/anno nelle foreste del Sudest Asiatico, e di 0,34 PgC/anno nelle foreste Africane. La conversione di foreste in pascoli presenta un tasso di perdita di carbonio pari a 0,34 PgC/anno in America Latina. Nella stessa regione si registra un tasso di rilascio pari a 0,16 PgC/anno dovuti ad espansione agricola. Le emissioni nette dovute a prelievo di legname sono 0,19 PgC/anno nel Sudest Asiatico (pari al 66% delle emissioni totali dovute allo sfruttamento del legname).

Le emissioni nette di carbonio dovute alle attività umane sono mediamente $3,3 \pm 0,1$ Pg/anno nel periodo dal 1980 al 1989 e di $3,2 \pm 0,1$ Pg/anno nel periodo dal 1990 al 1999 con oscillazioni annuali comprese tra 1,9 (nel 1992) e 6,0 PgC/anno (nel 1998), la variabilità è dovuta principalmente ai differenti tassi di assorbimento da parte degli ecosistemi terrestri e da parte dell'oceano (Prentice *et al.*, 2001).

Complessivamente, alla fine del 2000 sono state emesse in atmosfera 480 Pg di carbonio in seguito alle attività umane, negli anni '70 il contributo dovuto al consumo di combustibili ha superato quello delle trasformazioni del territorio, ed è attualmente responsabile del 75% delle emissioni (Malhi *et al.*, 2004).

Nel seguente schema è riportata una stima dei flussi di carbonio dovuti alle attività umane per gli anni '90 (The Royal Society, 2001):



Attualmente, dall'attività industriale e dalla deforestazione tropicale sono emessi 8,1 PgC/anno, ma solo il 40% ($3,2$ PgC/anno) fornisce un contributo netto alla concentrazione atmosferica e contribuisce quindi alla forzatura radiativa dell'atmosfera terrestre. Esplorando i possibili scenari di sviluppo economico IPCC (2001c) ha elaborato delle proiezioni di aumento della temperatura media globale nel 2100 compreso tra 1,4 e 5,8°C rispetto al 1990 per concentrazioni di CO₂ comprese rispettivamente tra 478 e 1099 ppm, rispetto all'attuale valore di 368 ppm. In base a tali risultati si può affermare che ogni ulteriore ppm di CO₂ aumenterà, entro il 2100, le temperature medie globali di poco meno di 0,01°C.

Dallo schema precedentemente riportato emerge l'esistenza di un *sink* di carbonio terrestre di circa 3,2 PgC/anno. Purtroppo nella maggior parte delle aree forestali non sono disponibili inventari affidabili delle attività di assorbimento di carbonio, tuttavia alcune stime che considerano anche le trasformazioni del carbonio nel suolo e nella lettiera indicano l'esistenza di *sink* di circa 1,5 PgC/anno nelle aree forestali tropicali (Mahli *et al.*, 1999), e di 1,2 PgC/anno nelle aree forestali temperate (Malhi *et al.*, 2004), i dati implicano quindi che le foreste rendono conto della maggior parte delle attività di assorbimento di carbonio sulla terraferma (2,7 PgC/anno su 3,2 PgC/anno). L'incremento nello stoccaggio di carbonio da parte delle foreste è dovuto al recupero da disturbi avvenuti in passato ed al conseguente aumento della biomassa vegetale (Brown, 1999).

Una notevole quantità di dati sperimentali dimostra che l'attività di assorbimento di carbonio da parte della vegetazione è stimolata dalla "fertilizzazione" di CO₂, in altre parole un'atmosfera ricca di biossido di carbonio accelera il processo di crescita della biomassa vegetale e di immagazzinamento del carbonio nella biomassa vegetale (Norby *et al.*, 1995; Gielen *et al.*, 2003). Nel lungo termine è probabile che il *sink* terrestre di carbonio diminuirà con la diminuzione degli effetti di fertilizzazione, mentre altri fattori (altri nutrienti, area disponibile, ecc.) limiteranno la quantità di nuovo carbonio che può essere immagazzinato nella biomassa forestale. Inoltre, è possibile che il riscaldamento climatico determini un processo di *feedback* positivo accelerando la respirazione delle piante trasformando gli ecosistemi naturali in fonti nette di carbonio, accelerando il cambiamento climatico (Cox *et al.*, 2000).

Nel breve termine la gestione forestale ha un notevole potenziale nella riduzione delle emissioni di CO₂. Oltre alla gestione dei *sink* biologici occorre tuttavia considerare anche le altre strategie, tra cui il passaggio alle fonti rinnovabili, incremento di efficienza dell'uso del carbonio e possibilmente il sequestro della CO₂ nei sedimenti profondi o nelle acque dell'oceano (IPCC, 2001b).

La gestione del carbonio della biosfera terrestre potrebbe realizzarsi attraverso (Malhi *et al.*, 2004):

- prevenzione della deforestazione;
- gestione del regime di sfruttamento del legname;
- passaggio da attività forestali convenzionali ad attività ad impatto ridotto e controllo di incendi ed infestanti;
- riforestazione/afforestazione di terreni abbandonati o degradati;
- sequestro di carbonio in suoli agricoli attraverso pratiche di agricoltura sostenibile;
- sostituzione dei combustibili fossili con biocombustibili.

Considerando i vari interventi possibili il potenziale di riduzione del carbonio operato attraverso la gestione dei *sink* terrestri è stimato da IPCC (Kauppi *et al.*, 2001) tra 60 e 87 PgC raggiungibile in 50 anni. Altri 23-44 PgC potrebbero essere sequestrati nei suoli agricoli nello stesso periodo, con un potenziale di assorbimento medio annuo di circa 2 PgC. Il potenziale di sequestro totale è quindi compreso tra 83 e 131 PgC al 2050.

In relazione agli scenari di rilascio di carbonio elaborati da IPCC emerge che le attività di assorbimento di carbonio nei *sink* terrestri possono essere efficaci nel breve termine (prossimi 10-30 anni) per contribuire al passaggio da uno scenario ad alta emissione ad uno scenario con bassa emissione, tuttavia nel lungo termine è necessario adottare strategie per la

riduzione delle emissioni che comportino sviluppi della tecnologia e maggiore efficienza nel consumo energetico (Malhi *et al.*, 2004). Infatti, gli scenari di IPCC suggeriscono che senza una politica ambientale la quantità di carbonio complessivamente emessa dalle attività umane si attesterà, nel corso del 21° secolo, tra 1800 e 2100 PgC (Nakicenovic *et al.*, 2000). Con politiche ambientali più rigorose, le emissioni totali previste sono stimate intorno a 800-1100 PgC. E' quindi chiaro che un programma incentrato sui *sink* terrestri potrebbe compensare solo una frazione delle emissioni di carbonio antropogeniche del prossimo secolo.

Secondo Malhi *et al.* (2004) il contributo del *sink* terrestre con un tasso di assorbimento di carbonio medio costante di 1,5 PgC/anno è sufficiente nel prossimo decennio a determinare il passaggio da un regime di alte emissioni (scenario *business as usual*, IS92a di IPCC, 2001a) ad un regime di basse emissioni (scenario B1 di IPCC, 2000b), e per i due decenni successivi potrebbe garantire la metà della compensazione richiesta, mentre successivamente il contributo relativo dei *sink* diverrebbe meno significativo.

Il potenziale di riduzione offerto dai *sink* forestali può essere sfruttato nel contesto dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto, in particolare dai CDM (*Clean Development Mechanism*). I paesi in via di sviluppo non hanno specifici obiettivi di riduzione delle emissioni in base agli attuali accordi ma offrono molte opportunità per mitigare il carbonio atmosferico. Alcuni autori (Niles *et al.*, 2001; 2004) hanno presentato uno studio dettagliato per valutare il potenziale di attenuazione del carbonio nel periodo 2003-2012 in 48 nazioni dell'America Latina, Africa ed Asia in base ad attività di gestione delle foreste e dell'agricoltura. Gli autori valutano anche il beneficio economico delle attività esaminate per i paesi in via di sviluppo considerando un valore medio di 10\$ per tonnellata di C ed un tasso di sconto pari al 3% per ciascuno dei 10 anni del periodo considerato.

Lo studio considera in particolare le strategie di:

- riforestazione di suoli degradati;
- implementazione di pratiche agricole sostenibili;
- rallentamento della deforestazione tropicale.

Delle tre strategie citate solo la prima è finanziata nel quadro del Protocollo di Kyoto (solo alcuni tipi di piantagione), mentre per le pratiche agricole o la deforestazione evitata sono necessari finanziamenti al di fuori dell'attuale regime di Kyoto.

Gli autori considerano le aree ed il rispettivo tasso di adozione di pratiche forestali e agricole, le aree sono moltiplicate per le stime della variazione degli stock di carbonio che la diversa gestione del territorio produce nei singoli paesi. La velocità con cui vengono adottate le varie pratiche rappresenta la maggiore fonte di incertezza in tale valutazione (Niles *et al.*, 2004). Dati i limiti nei dati disponibili non possono essere effettuate valutazioni per tutti i tipi di attività, inoltre non vengono considerate le variazioni di carbonio nel suolo. Per quanto riguarda i tassi di accumulo di carbonio di foreste e colture, sono stati adottati dei criteri conservativi utilizzando i valori più bassi disponibili in letteratura (IPCC, 2003, 1997; Brown, 1997; Nilsson e Schopfhauser, 1995; Lugo *et al.*, 1988).

Per fornire indicazioni sul potenziale di accumulo di carbonio, si riportano nella seguente tabella i tassi di sequestro per alcune pratiche forestali ed agricole.

Tabella 58 – Fattori di assorbimento di carbonio per le varie pratiche forestali ed agricole.

Strategia	Sistema ambientale/agricolo	Carbonio evitato o sequestrato
Deforestazione evitata	Africa – foreste tropicali umide	155-200 tC/ha
	Africa – foreste tropicali stagionali	60-70
	Africa – foreste tropicali secche	25-50
	America – foreste tropicali umide	90-155
	America – foreste tropicali secondarie	63-95
	Asia – foreste tropicali umide	95-200
	Asia tropicale – foreste tropicali secche	22-40
Foreste naturali	Foreste tropicali secondarie, <20 anni	2,5-6,0 tC/ha anno
	Foreste arboree (USA est), varie età	1,0-7,5
	Foreste arbustive (USA Nordest), varie età	1,0-7,5
	Foreste conifere (USA Sud), varie età	1,0-8,0
Piantagioni	Zone boreali, rotazioni di 60 anni	0,5-2,0
	Zone temperate, rotazioni da 15 a 60 anni	2,0-7,0
	Tropici – Eucalipti di 5-16 anni	4,5-14,0
	Tropici – Teak di 25-75 anni	2,0-4,0
	Tropici – Conifere di 5-30 anni	3,0-12,0
Attività agroforestali	Zone temperate, cicli di taglio di 30 anni	4 (valore mediano)
	Zone tropicali, cicli di taglio di 5 anni	10 (valore mediano)
Agricoltura sostenibile	Arativo	0,3-3,1
	Risaia	0,1
	Coltivazioni permanenti/agroselvicoltura	0,4-0,8
	Pascolo permanente	0,3-0,9

In sintesi i risultati dello studio di Niles *et al.* (2004), illustrati in Tabella 59, mostrano come il maggior potenziale di sequestro del carbonio (espresso in Mt oltre il valore nel 2012) sia a carico delle attività di prevenzione della deforestazione per le quali attualmente non sono previste forme di finanziamento nel contesto del Protocollo di Kyoto. Infatti, secondo l'accordo siglato a Bonn, le misure per proteggere le foreste non potranno essere incluse nel bilancio del carbonio nel primo periodo di adempimento del Protocollo.

Tabella 59 – Potenziale di sequestro del carbonio nel periodo 2003-2012 (Mt) e valore attuale del beneficio economico delle attività esaminate per i paesi in via di sviluppo.

REGIONE	Recupero forestale (MtC)	Agricoltura sostenibile (MtC)	Deforestazione evitata (MtC)	C totale da tutte le attività (MtC)	Valore netto attuale da tutte le attività (10 ⁶ \$)
America latina	177,9	93,1	1.097,3	1.368,3	10.237,8
Africa	41,7	69,7	167,8	279,2	2.048,9
Asia	96,2	227,3	300,5	624,0	4.528,5
Totale	315,8	390,1	1.565,6	2.271,5	16.815,2

Altri autori (Sathaye *et al.*, 2001) hanno esaminato il potenziale di accumulo di carbonio ed i costi delle strategie di gestione e di protezione forestale (LULUCF, *Land Use, Land-Use Change and Forestry*) in 7 paesi in via di sviluppo nel periodo 2012-2030. Questi autori stimano un potenziale cumulativo di sequestro del carbonio rispetto al 2000 pari a 1851 MtC nel 2012 e di 6199 MtC nel 2030. Lo studio mostra che circa metà del potenziale di accumulo al 2030 (6.2 PgC) può essere realizzato a costi negativi, circa 5 PgC a costi inferiori a 20 \$ per tonnellata di carbonio, mentre per il resto i costi sono superiori a 100 \$ per tonnellata di carbonio. I costi negativi indicano che i proventi immediati sono sufficienti per compensare i costi diretti di queste opzioni.

I costi delle opzioni di mitigazione sono confermati dal rapporto IPCC del 2001 (Kauppi *et al.*, 2001), infatti i costi di mitigazione sono stimati tra 0,1 e 20 \$/tC nei paesi tropicali in via di sviluppo e tra 20 e 100 \$/tC nei paesi sviluppati. Tali costi sono inferiori a quelli di altre misure mitigative.

I risultati discussi rendono evidente la necessità di prevedere forme di finanziamento anche per le attività di prevenzione delle aree forestali. A tal proposito, occorre sottolineare che la gestione delle foreste e la prevenzione della deforestazione sono strategie di intervento in stretta connessione con gli obiettivi di altri accordi ambientali multilaterali di portata globale come la Convenzione sul commercio delle specie selvatiche a rischio del 1973 (CITES), la Convenzione sulla Biodiversità del 1992 (CBD), la Convenzione contro la Desertificazione del 1994 (CCD).

La maggior parte dei paesi in via di sviluppo si è impegnata al raggiungimento degli obiettivi previsti dalle convenzioni citate. E' pertanto necessario muoversi verso un sistema finanziario che abbia un approccio integrato delle tematiche ambientali. In tale direzione si muove la Banca Mondiale ed altre banche multilaterali di sviluppo (MDB) fornendo supporto ai loro clienti per l'adempimento degli impegni previsti dai trattati e convenzioni internazionali, a questo scopo sono state sviluppate da parte di questi istituti politiche e programmi operativi. Ad esempio nel 1989 è stato stabilito il GEF (*Global Environment Fund*) di cui la Banca Mondiale svolge il ruolo di fiduciario, questo è un meccanismo per incanalare assistenza tecnica e finanziaria ai paesi in via di sviluppo per aiutarli a partecipare alla preservazione dei valori ambientali globali (Kiss *et al.*, 2004). Dato il compito di promuovere lo sviluppo economico di paesi poveri, le MDB guardano quindi con forte interesse al mercato globale emergente del carbonio, come nuovo strumento per produrre benefici economici.

Nel 2000 la Banca Mondiale ha iniziato l'implementazione del PCF (*Prototype Carbon*

Fund), con la partecipazione azionaria di 17 società private e 6 governi (Canada, Finlandia, Giappone, Paesi Bassi, Norvegia e Svezia). L'obiettivo del fondo è fornire un contributo per lo sviluppo di un mercato globale del carbonio. Attraverso il PCF, la Banca Mondiale ha sperimentato le transazioni di JI e CDM prima di tutti gli altri attori del mercato (Kiss *et al.*, 2004).

L'esperienza del PCF mostra, che nei paesi in via di sviluppo, riduzioni delle emissioni possono essere ottenute con costi compresi tra 3 e 5 dollari per tonnellata di CO₂ (11,0-18,3 \$/tC), da confrontare con il costo di 10-15 \$/tCO₂ (36,7-55,0 \$/tC) nella maggior parte dei paesi OCSE. Il PCF si concentra sul settore energetico e ha un tetto di spesa del 10% rispetto al suo capitale per attività LULUCF. Pertanto la Banca Mondiale ha fissato il programma *Biocarbon Fund* ed il *Community Development Carbon Fund* (CDCF) che favoriscono la creazione di un asset di crediti di carbonio attraverso strategie basate sull'uso del suolo e sulla selvicoltura. Uno degli obiettivi chiave di tali strumenti sarà la convergenza tra CBD, CCD e UNFCCC. Ogni fondo avrà una finestra "*for credit*" ed una "*not for credit*". La prima riguarderà afforestazione e riforestazione, nel quadro dei CDM, durante il primo periodo di adempimento del Protocollo di Kyoto. Una finestra "*over the horizon*" stabilirà i crediti per il sequestro del carbonio relativi ad attività non ancora accreditate dal Protocollo, ma che offrono grandi benefici ambientali e di sviluppo (Kiss *et al.*, 2004).

E' fuori dagli obiettivi del presente lavoro discutere gli aspetti politici e sociali degli strumenti finanziari citati, ma è evidente che una condizione necessaria al corretto funzionamento del nascente mercato del carbonio è la realizzazione di un sistema di garanzie per le popolazioni dei paesi in via di sviluppo di usufruire realmente dei benefici economici e sociali che tale mercato può produrre; per una trattazione completa degli impatti sociali del mercato del carbonio si rimanda al recente lavoro a cura di Swingland (2004), "CO₂ e biodiversità. Un approccio integrato a favore del clima e del patrimonio naturale".

6. Conclusioni

In base alle stime effettuate nel presente lavoro, le emissioni medie di CO₂eq. in fase di precombustione dovute all'utilizzo di combustibili fossili per la produzione elettrica nel 2004 sono comprese nell'intervallo tra 15,09 e 29,06 Mt.

Il gas naturale rappresenta la risorsa con le perdite di gas serra di maggiore entità (12,75-15,92 Mt) e che presenta quindi maggiori potenzialità per eventuali interventi mitigativi nel contesto dei meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto (JI e CDM), ciò è particolarmente evidente nel caso di estrazione della risorsa dal settore di produzione *Gas&Oil*.

Per il petrolio ed il carbone è evidente una elevata variabilità delle emissioni precombustione in relazione al settore di estrazione (convenzionale/non convenzionale per il petrolio, da miniera sotterranea/superficiale per il carbone), infatti per il petrolio si hanno emissioni medie di CO₂eq. comprese tra 2,05 e 8,14 Mt, mentre per il carbone le emissioni sono comprese tra 0,32 e 5,00 Mt. Per queste due risorse non sono state considerate le emissioni di gas serra dovute ai mezzi di trasporto utilizzati per la loro importazione nel territorio nazionale, pertanto si sottolinea che per un confronto completo delle risorse fossili in relazione agli impatti atmosferici è necessario considerare le emissioni dell'intero ciclo di vita delle risorse.

Considerando le emissioni stimate in fase di precombustione e le emissioni dovute alla combustione delle risorse fossili, il gas naturale appare di gran lunga la risorsa con il fattore di emissione più basso (606,5 g CO₂eq./KWh in impianti convenzionali e 461,5 g CO₂eq./KWh in impianti con migliore tecnologia disponibile), seguita dal combustibile liquido (833,1 e 801,1 g CO₂eq./KWh, rispettivamente in impianti convenzionali e con migliore tecnologia disponibile) e successivamente dal carbone (948,4 e 858,4 g CO₂eq./KWh, rispettivamente in impianti convenzionali e con migliore tecnologia disponibile). Alla luce di quanto detto a proposito delle emissioni dovute ai mezzi di trasporto utilizzati per petrolio e carbone è evidente che i fattori di emissione per queste due risorse rappresentano una sottostima della realtà.

Dai risultati presentati è evidente che il futuro utilizzo di combustibili fossili (fondamentalmente carbone e gas naturale) per la generazione elettrica non potrà essere concepito senza un opportuno programma di adozione di strategie mitigative delle emissioni di anidride carbonica associate a questa risorsa, soprattutto in relazione alle emissioni in fase di combustione. Nel presente lavoro sono state esaminate alcune strategie per la riduzione delle emissioni di carbonio in atmosfera: a) sequestro e stoccaggio della CO₂; b) utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione elettrica; c) incremento dei *sink* biologici.

Le strategie adottabili nel breve e medio termine, quali utilizzo di fonti rinnovabili ed incremento dei *sink* biologici offrono notevoli potenzialità per la riduzione delle emissioni di CO₂; tali strategie, sebbene non appaiano risolutive in termini di stabilizzazione della concentrazione atmosferica di CO₂, possono dare un notevole contributo per il rispetto dei limiti di emissione di gas serra richiesti dal Protocollo di Kyoto. In base ai calcoli effettuati in questo lavoro una produzione di elettricità da FER (biomasse, eolico e fotovoltaico) in sostituzione del mix di risorse fossili comporta la mancata emissione di 544,2 kt CO₂ /TWh in termini globali; la CO₂ evitata sale a 825,4 kt/TWh nel caso l'energia prodotta da FER sostituisca quella prodotta da carbone.

In base ad uno studio dell'Università di Utrecht del 1993 (Wiljk e Coelingh, 1993), il

potenziale tecnologico per la produzione elettrica da eolico su terraferma per l'Italia è stato conservativamente stimato pari a 69 TWh, che è molto lontano dall'attuale produzione e da quanto proiettato per il 2036 da ENEA; lo sfruttamento di tale potenzialità, a fronte di una riduzione della produzione elettrica dal mix fossile, comporterebbe la mancata emissione di 39,10 Mt di CO₂ equivalente. La stima della potenzialità tecnica effettuata dallo studio citato è stata condotta considerando turbine di potenza media di 250-300 kW; considerando i recenti sviluppi tecnologici del settore eolico (potenze medie vicine a 1.000 kW con picchi di 2.000 kW, rotor ad altezze fino a 100 m anziché a 30 m) e parametri di ventosità locali di maggior dettaglio si ottengono potenzialità molto più elevate (EWEA, 2004). Per esempio, uno studio dettagliato del Ministero degli Affari Economici tedesco del 1994 (*Bundesministerium für Wirtschaft Energieesparung und Erneuerbare Energien, Dokumentation No. 361*; dicembre 1994) ha mostrato una potenzialità su terraferma per la Germania pari a 124 TWh (64.000 MW), un fattore 5 volte più alto della stima di 24 TWh dell'Università di Utrecht.

Per quanto riguarda le biomasse, considerando esclusivamente il *gap* della produzione elettrica da questa risorsa prevista per il 2010 per l'Italia (9,5 TWh) in base ai dati estrapolati da ENEA (2005b), rispetto a quella riportata nel Libro Bianco della Commissione Europea (17,8 TWh), la CO₂ evitata, qualora si raggiungesse l'obiettivo previsto dal Libro Bianco, sarebbe di 4,42 Mt, nel caso di sostituzione del mix di risorse fossili convenzionali, e di 6,75 Mt, nel caso di sostituzione dell'energia prodotta da centrali a carbone.

La CO₂ evitata rappresenta una stima delle emissioni globali, è quindi necessario precisare che ai fini del computo delle emissioni per il rispetto degli obiettivi previsti dal Protocollo di Kyoto occorre considerare esclusivamente le emissioni che avvengono sul territorio nazionale; le emissioni in fase di precombustione, realizzate prevalentemente fuori dai confini nazionali (l'Italia è un paese importatore di risorse fossili), non sono addebitabili alle emissioni nazionali. Le emissioni in fase di precombustione rispetto alle emissioni totali stimate nel presente studio per i combustibili fossili incidono mediamente per il 6,8%, 24,2% e 13,9% (considerando impianti con migliore tecnologia disponibile) rispettivamente per carbone, gas naturale e petrolio. Inoltre, alle FER sono stati attribuiti fattori emissivi della LCA che potrebbero non avvenire in Italia (fasi di costruzione delle turbine e delle pale), pertanto per una stima puntuale delle emissioni nazionali evitate occorre considerare tali elementi.

Per il sequestro della CO₂ da *sink* biologici terrestri, secondo alcune stime conservative, a livello globale è stato valutato un potenziale di sequestro di CO₂ pari a 1.157,9 Mt nel periodo 2003-2012, relativamente agli interventi di recupero forestale (gli unici finanziabili nel quadro del Protocollo di Kyoto per il primo periodo di adempimenti), mentre per attività ad oggi escluse per il rispetto dei limiti del Protocollo, come l'implementazione di pratiche agricole sostenibili o la deforestazione evitata, il potenziale di sequestro, sempre nel periodo 2003-2012, è rispettivamente di 1.430,4 e 5.740,5 Mt di CO₂. Molti studi dimostrano che, nel breve e medio termine (2030), la gran parte del potenziale di sequestro da *sink* biologici può essere realizzato con benefici economici netti e la restante parte con costi inferiori a quelli di altre misure mitigative.

Per molti autori (IPCC, 2005) la strategia di sequestro e stoccaggio della CO₂, in giacimenti sotterranei, marini o in prodotti industriali, rappresenta una strada di grande potenzialità per la stabilizzazione a lungo termine delle emissioni di gas serra. Tale strategia assumerà sempre maggiore rilievo per rendere compatibile con le esigenze di mitigazione delle emissioni atmosferiche l'utilizzo di combustibili fossili, soprattutto carbone e gas naturale, nei grandi impianti di combustione. Tuttavia, in relazione all'applicazione di tale

strategia, occorre chiarire alcuni aspetti sia di carattere tecnologico sia di carattere ambientale.

Nonostante i diversi componenti della tecnologia siano da tempo presenti a livello commerciale, la strategia nel complesso non presenta ancora la maturità necessaria per la sua immediata diffusione. Inoltre, per quanto riguarda gli aspetti ambientali occorre risolvere diversi problemi: inevitabile incremento del consumo di risorse fossili per unità di energia prodotta, utilizzo di materie prime e produzione di scorie in elevate quantità nel caso di fissazione della CO₂ in carbonati, rischi associati all'eventuale fuga o migrazione della CO₂ nel caso di stoccaggio in giacimenti sotterranei, acidificazione degli oceani in caso di stoccaggio nelle acque marine. A fronte di quanto detto tale tecnologia presenta alcuni aspetti decisamente paradossali in un'ottica di sostenibilità ambientale, sociale ed economica (maggiori consumi di risorse, maggiore produzione di prodotti di scarto, maggiori rischi ambientali, aumento dei costi dell'energia). Tuttavia è evidente, come sottolineato da IPCC (2001b), che per raggiungere gli obiettivi di stabilizzazione della CO₂ in atmosfera nel lungo termine è necessario ricorrere a varie strategie di mitigazione delle emissioni; in tal senso la disponibilità della CCS nel portafoglio delle opzioni di mitigazione può facilitare il raggiungimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni serra (IPCC, 2005).

In tale contesto è doveroso considerare che la prevista necessità del ricorso a tecnologie come la CCS si basa su scenari predittivi di sviluppo incentrati sul paradigma economico dominante della crescita costante e del consumo; tale visione dello sviluppo mostra evidenti segni di insostenibilità ambientale, sociale ed economica (Toesca, 2005; Cesaretti citato da degli Espinosa, 2005; Giovannelli *et al.*, 2000; Daly e Cobb, 1989; Capra, 1984). E' necessario superare il paradosso considerato riconoscendo nel paradigma economico prevalente l'errore di ignorare i limiti imposti dall'ambiente, nonché di non distinguere la qualità dei consumi in relazione al benessere sociale concentrandosi invece esclusivamente sulla quantità dei consumi (degli Espinosa, 2005; 2003; Naess, 1994). Restando in ambito strettamente ambientale, la consapevolezza dei limiti strutturali (quantità di risorse ed energia) e funzionali (capacità di assorbimento e recupero degli impatti) imposti dai sistemi naturali alla crescita e l'adozione di misure consone a tali vincoli possono evitare o quanto meno ridurre al minimo il ricorso a strategie tecnologiche che comportano l'aumento dei rischi ambientali e l'incremento dei consumi di risorse ed energia.

Il pieno sfruttamento delle potenzialità delle fonti rinnovabili e dei *sink* biologici, oltre a severe politiche di uso efficiente e di risparmio delle risorse (materia ed energia), può evitare il ricorso a tecnologie di cattura della CO₂ che ad oggi si prospettano inevitabili. E' necessario quindi considerare la priorità dello sfruttamento di strategie funzionalmente ed economicamente efficaci ed immediatamente fruibili per raggiungere obiettivi a breve termine come quelli richiesti dal Protocollo di Kyoto per il primo periodo di adempimenti. Inoltre, è necessario privilegiare, anche nel medio e lungo termine, le strategie con la maggiore compatibilità ambientale e che meglio si configurano con il concetto di sostenibilità ambientale, sociale ed economica (in estrema sintesi: stesse opportunità per le generazioni future).

7. Bibliografia

- Alsema E.A., de Wild-Scholten M.J., 2005 – *Environmental impacts of crystalline silicon photovoltaic module production*. Presented at Material Research Society Fall 2005 Meeting, November 2005, Boston, USA.
- APAT, 2005 – *Common Reporting Format (CRF) 1990-2003*. Disponibile sul sito <http://www.unfccc.int>, ultima consultazione 19/07/06.
- APAT, 2005 – *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2003. National Inventory Report 2005*. Rapporti 60/2005. Disponibile sul sito <http://www.unfccc.int>, ultima consultazione 19/07/06.
- APAT, 2006 – *Italian Greenhouse Gas Inventory 1990-2004. National Inventory Report 2006*. Rapporti 70/2006. Disponibile sul sito <http://www.unfccc.int>, ultima consultazione 19/07/06.
- Bettelheim E.C., d'Origny G., 2004 – *Sink ed emission trading: un'analisi giuridica*. In: CO₂ e biodiversità – Un approccio integrato a favore del clima e del patrimonio naturale. Ed. Ambiente, Milano.
- Brown S., 1997 - *Estimating Biomass and Biomass Change of Tropical Forests: a Primer*. FAO Forestry Paper 134, Rome, Italy.
- Brown S., 1999 – *Opportunities for mitigating carbon emission through forestry activities*. Winrock International report for the World Bank.
- Capra F., 1984 – *Il punto di svolta. Scienza, società e cultura emergente*. Feltrinelli, Milano.
- Commissione Europea, Comunicazione della Commissione, 1997 - *Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili. Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità*.
- Costanza R., d'Arget R., de Groot R., Farber S., Grasso M., Hannon B., Limburg K., Naeem S., O'Neill R.V., Paruelo J., Raskin R.G., Sutton P., van den Belt M., 1997 – *The value of the world's ecosystem services and natural capital*. Nature, 387:253-260.
- Cox P.M., Betts R.A., Jones C.D., 2000 – *Acceleration of Global Warming due to Carbon Cycle feedbacks in coupled climate model*. Nature, 408:184-187.
- Daly H., Cobb J., 1989 – *Un'economia per il bene comune*. Red Edizioni, Como.
- degli Espinosa P., 2003 – *Prometeo irrisolto*. Éupolis, 32:44-105.
- degli Espinosa P., 2005 – *Contratto sociale e sdoppiamento degli stili di vita*. Éupolis, 37:17-43.
- Delibera CIPE n. 123 del 19/12/2002 – Piano Nazionale per la riduzione delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra: 2003-2010.
- ECN (Energy research Centre of the Netherlands), 2005 - *State-of-the-art photovoltaic systems have Energy Pay Back Times as low as 1.7 years*. <http://www.ecn.nl>, ultima consultazione 08/06/2006).
- Eggleston H. S., 1993 - *Uncertainties in the estimates of emissions of VOCs from Motor Cars*. Paper presented at the TNO/EURASAP Workshop on the Reliability of VOC Emission Databases, June 1993, Delft, The Netherlands.

- Eggleston S. *et al.*, 1998 - *Treatment of uncertainties for national greenhouse gas emissions*. Report AEAT 2688-1 for DETR Global Atmosphere Division, AEA Technology, Culham, UK.
- EMEP/CORINAIR, 2001. *Atmospheric Emission Inventory Guidebook*. 3^a Edizione, Settembre 2003.
- ENEA, 2005a – *Rapporto Energia e Ambiente 2005. L'analisi*. Roma.
- ENEA, 2005b – *Le fonti rinnovabili 2005. Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*. Roma.
- Energy Information Administration (EIA), 2005 – *Country Analysis Briefs*. USA.
- ENI's Way, Meli S., Direzione Tecnica Eni, 2005 - *Emissioni di gas serra nella generazione elettrica: confronto tra fonti fossili. Rifondare l'energia: la sostenibilità oltre il protocollo di Kyoto*. Roma, 26-27 aprile 2005.
- ENI, 2005 – *Salute Sicurezza Ambiente, Rapporto 2004*. ENI, Exploration & Production.
- EWEA (European Wind Energy Association), 2004 - *Wind Force 12. A blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020*.
- Fisher H., Wahlen M., Smith J., Mastroianni D., Deck B., 1999 – *Ice core records of atmospheric CO₂ around the last three glacial terminations*. *Science*, 283:1712-1714
- Fishman G.S., 1996 - *Monte Carlo: Concepts, Algorithms, and Applications*. Springer-Verlag, New York.
- Gielen B., Liberloo M., Bogaert J., Calfapietra C., De Angelis P., Miglietta F., Scarascia-Mugnozza G., Ceulemans R., 2003 – *Three years of free-air CO₂ enrichment (POPFACE) only slightly affect profiles of light and leaf characteristics in closed canopies of Populus*. *Global Change Biology*, 9:1002-1037.
- Giovanelli F., Di Bella I., Coizet R., 2000 – *La natura nel conto. Contabilità ambientale: uno strumento per lo sviluppo sostenibile*. Edizioni Ambiente, Milano.
- GRTN, 2005 – *Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia. Anno 2004*. www.grtn.it, ultima consultazione 09/06/2006.
- Houghton R.A., 1996 – *Terrestrial sources and sink of carbon inferred from terrestrial data*. *Tellus B*, 48:420-432.
- Houghton R.A., 1999 – *The annual net changes in land use 1850-1990*. *Tellus B*, 51:298-313.
- International Energy Agency (IEA), 2003 – *Emissions reductions in the natural gas sector through project-based mechanisms*. IEA Information paper.
- IPCC, 1997 - *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Emission Inventories*. Three volumes: Reference Manual, Reporting Manual, Reporting Guidelines and Workbook. IPCC/OECD/IEA. IPCC WG1 Technical Support Unit, Hadley Centre, Meteorological Centre, Meteorological Office, Bracknell, UK.
- IPCC, 2000a - *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme, Technical Support Unit, Hayama, Kanagawa, Japan.
- IPCC, 2000b – *Emission Scenarios*. A Special Report of IPCC Working Group III.
- IPCC, 2001a – *Climate Change 2001: the scientific basis*. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

- Cambridge University Press.
- IPCC, 2001b – *Climate Change 2001: mitigation*. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
- IPCC, 2001c – *Climate Change 2001: impact, adaptation and vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
- IPCC, 2003 - *Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry*. IPCC Technical Support Unit, Kanagawa, Japan.
- IPCC, 2005 - *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Kauppi P. *et al.*, 2001 - *Technological and Economic Potential of Options to Enhance, Maintain, and Manage Biological Carbon Reservoirs and Geo-engineering*. In: *Climate change 2001: mitigation* (a cura di IPCC), 303-343. Cambridge University Press.
- Kiss A., Castro G., Newcombe K., 2004 – *Il ruolo delle istituzioni multilaterali*. In: *CO₂ e biodiversità – Un approccio integrato a favore del clima e del patrimonio naturale*. Ed. Ambiente, Milano.
- Kleypas J.A., Feely R.A., Fabry V.J., Langdon C., Sabine C.L., Robbins L.L., 2006 - *Impacts of Ocean Acidification on Coral Reefs and Other Marine Calcifiers: A Guide for Future Research*. Report of a workshop held 18–20 April 2005, St. Petersburg, FL, sponsored by NSF, NOAA, and the U.S. Geological Survey.
- Lloyd P., 2002 – *Coal mining and the environment*. Energy Research Institute, University of Cape Town.
- Lugo, A, Brown E., S., Chapman J., 1988 - *An analytical review of production rates and stemwood biomass of tropical forest plantations*. *Forest Ecology and Management*, 23:179-200.
- Mahli Y., Baldocchi D.D., Jarvis P.G., 1999 – *The carbon balance of tropical, temperate and boreal forests*. *Plant Cell and Environment*, 22(6):715-740.
- Mahli Y., Meir P., Brown S., 2004 – *Foreste, carbonio e clima globale*. In: *CO₂ e biodiversità – Un approccio integrato a favore del clima e del patrimonio naturale*. Ed. Ambiente, Milano.
- McCann T.J. & Associates, Nosal M., 1994). *Report to environment Canada regarding uncertainties in greenhouse gas emission estimates*. Calgary, Canada.
- Metropolis N., Ulam S., 1949 - *The Monte Carlo method*. *Journal of American Statistical Association* N. 44.
- Ministero delle Attività Produttive, novembre 2005a – *Bilancio energetico nazionale 2004*.
- Ministero delle Attività Produttive, maggio 2005b - *Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020*.
- Morita, T. *et al.*, 2001 - *Greenhouse Gas Emission Mitigation Scenarios and Implications*. In: *Climate Change 2001: Mitigation* (a cura di IPCC). Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.

- Cambridge University Press.
- Naess A., 1994 – *Ecosofia. Ecologia, società e stili di vita*. Red Edizioni, Como.
- Nakicenovic N. *et al.*, 2000 – IPCC Special report on emission scenarios. A Special Report of Working Group III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press.
- Niles J.O., Brown S., Pretty J., Ball A.S., Fay J., 2001 – *Potential carbon mitigation and income in developing countries from changes in use and management of agricultural and forest lands*. University of Essex.
- Niles J.O., Brown S., Pretty J., Ball A.S., Fay J., 2004 – *Mitigazione del carbonio e paesi in via di sviluppo*. In: CO₂ e biodiversità – Un approccio integrato a favore del clima e del patrimonio naturale. Ed. Ambiente, Milano.
- Nilsson S., Schopfhauser W., 1995 - *The carbon-sequestration potential of a global afforestation program*. Climatic Change, 30:267-293.
- Norby R.J., Wullschelenger S.D., Gunderson C.A., Nietch C.T., 1995 – *Increased growth efficiency of Quercus alba trees in a CO₂-enriched atmosphere*. New Phytologist, 131:91-97.
- Norwegian Oil Industry Association – OLF, 1993 - *Report from OLF Environmental Programme - Phase 2*.
- Onufrio G., 2005 – *Aspetti ambientali del ciclo del gas naturale. “Riprendere la strada per Kyoto: il ruolo del gas naturale”*. Seminario nazionale. Roma, 6 luglio 2005.
- Petit J.R., *et al.*, 1999 – *Climate and atmospheric history of the past 420.000 years from the Vostok ice core, Antarctica*. Nature, 399:429-436.
- Prentice I.C., *et al.*, 2001 – *The carbon cycle and atmospheric carbon dioxide*. In: Climate change 2001: the scientific basis (a cura di IPCC), 183-237. Cambridge University Press.
- PG&E, 1990 - *Unaccounted for Gas Project Summary Volume Pacific Gas & Electric Company Research & Development*. San Ramon, CA, USA; GRI-90/0067.1.
- Robinson, 1989 – *On uncertainty in the computation of global emissions from biomass burning*. Climatic Change, 14:243-262.
- Royer, D.L., 2003 – *Estimating latest Cretaceous and Tertiary atmospheric CO₂ from stomatal indices*. Geological Society of America, Special Paper 369:79-93.
- Sathaye J.A., Makundi W.R., Andrasko K., Boer R., Ravindranath N.H., Sudha P., Rao S., Lasco R., Pulhin F., Masera O., Ceron A., Ordonez J., Deying X., Zhang X., Zuomin S., 2001 – *Carbon mitigation potential and costs of forestry options in Brazil, China, India, Indonesia, Mexico, the Philippines and Tanzania*. Mitigation and adaptation strategies for global change 6:185–211.
- Scrocca D., 2005 – *Petrolio: per quanto tempo ancora?*. Geitalia, 15:25-31.
- Swingland I.R. a cura di, 2004 - *CO₂ e biodiversità. Un approccio integrato a favore del clima e del patrimonio naturale*. Ed. Ambiente, Milano.
- The Royal Society, 2001 – *The role of land carbon sinks in mitigating global climate change*. Policy Document 10/01, pp. 1-27.
- Tintinelli A., 2005 - *Dal giacimento all'elettrone*. T-Point (ENI) p. 8-12.
- Tintinelli A., Zanibelli L. 2005 – *Gas e carbone a confronto*. T-Point (ENI) p. 22-28.

- Toesca P.M., 2005 – *L'economia fisiologica*. Éupolis, 37:7-16.
- Tsibulski V., 1995 - *Scientific Research Institute of Atmospheric Air Protection SRI Atmosphere*. St. Petersburg, Russia. Citato in: EMEP/CORINAIR, 2001.
- Volk T., 2001 – *Il corpo di Gaia. Fisiologia del pianeta vivente*. UTET, Torino.
- Wijk A.J.M. van, Coelingh J.P., 1993 - *Wind Potential in the OECD Countries*. University of Utrecht.
- Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy & Max-Planck-Institute for Chemistry, 2005 - *Greenhouses Gas Emissions from the Russian Natural Gas Export Pipeline System*. Mainz.
- Zerlia T., 2003a – *Gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili: criticità nella valutazione delle emissioni precombustione e ripercussioni sul ciclo di vita completo*. La rivista dei combustibili. 57(6):281-293.
- Zerlia T., 2003b – *Emissioni di gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili utilizzati nella produzione termoelettrica: considerazioni e ricadute sullo scenario italiano*. La rivista dei combustibili. 57(1):3-17.