

Emissioni dei gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili utilizzati nella produzione termoelettrica: considerazioni e ricadute sullo scenario energetico italiano^(*)

Life - cycle greenhouse gas emissions of fossil fuels in power generation: remarks on the Italian energy scenario

Tiziana Zerlia

Stazione sperimentale per i Combustibili, V.le A. De Gasperi 3, 20097 San Donato Milanese (MI); tel. +39 0251604236; fax: +39 02518246; e-mail zerlia@ssc.it

RIASSUNTO:

Vengono presentati i principali risultati di un'indagine, condotta presso la Stazione sperimentale per i Combustibili, sul ciclo di vita dei combustibili fossili nella produzione termoelettrica.

L'indagine fotografa lo scenario energetico italiano (riferito al 1999) in termini di emissioni di gas serra, evidenziando i principali punti deboli di carbone, olio e gas, con particolare attenzione allo step della combustione.

Sono approfonditi alcuni aspetti significativi del dibattito in corso sul mix energetico nazionale, anomalo rispetto agli altri paesi europei, ed è delineato uno scenario a breve termine (al 2005), con una proiezione degli aspetti ambientali ed economici connessi a diversi mix.

Per una valutazione a medio-lungo termine, tenuto conto del previsto rinnovamento del parco centrali, vengono confrontate le emissioni della combustione di gas e carbone in funzione di specifiche e avanzate tecnologie.

PAROLE CHIAVE: *ciclo di vita, combustibili fossili, carbone, greggio, gas, generazione termoelettrica, emissioni, effetto serra*

SUMMARY:

The main results of a study of Life Cycle Assessment of fossil fuels in power generation, performed at Stazione sperimentale per i Combustibili, are presented.

The study describes the Italian energy scenario (referred to 1999) in terms of greenhouse gases emissions, showing the weak points for coal, oil and natural gas with particular attention to the combustion step.

The paper goes deep into some of the key points under discussion dealing with Italian energy mix, which is quite different from other European countries. A short-term (2005) scenario has been outlined.

As far as medium- and long-terms are concerned, emissions due to coal and gas combustion are compared, taking into account the expected increase in thermal efficiency of new generation systems based on specific advanced technologies.

KEYWORDS: *Life Cycle Assesment, fossil fuels, coal, oil, natural gas, power generation, emissions, greenhouse gases*

(*) L'articolo riassume i risultati di una ricerca promossa dai settori contribuenti svolta con finanziamento del Ministero delle Attività Produttive e della Stazione sperimentale per i Combustibili negli anni 2001-2002

1. Premessa

La valutazione del ciclo di vita (*Life Cycle Assessment, LCA*) di un prodotto ha l'obiettivo generale di valutarne l'impatto ambientale complessivo. Richiede pertanto un esame dettagliato di tutti gli stadi nei quali il prodotto stesso è coinvolto *from cradle to grave*, "dalla culla alla tomba".

L'approccio LCA viene impiegato da *teams* multidisciplinari per investigare vari settori produttivi.

Lo schema semplificato del ciclo di vita dei combustibili fossili nella produzione termoelettrica è rappresentato nella Figura 1. Un ciclo di vita completo dovrebbe dunque prendere in esame, schematicamente, emissioni, energia e materiali legati a:

- estrazione e lavorazione della materia prima;
- trasporto fino alla zona di utilizzo (via mare, terra, *pipelines*,...)
- costruzione delle attrezzature e delle infrastrutture impiegate nell'estrazione e nel trasporto;
- costruzione e dismissione della centrale;
- valutazione delle specifiche della centrale (tecnologia, rendimento, dispositivi per la riduzione delle emissioni, ecc.)

- smantellamento delle infrastrutture a fine vita;
- smaltimento e/o riutilizzo dei residui di lavorazione.

Ora, stante la forte dipendenza energetica dell'Italia dall'estero e la provenienza geografica diversificata delle fonti (Figura 2), il reperimento dei dati presenta indubbe difficoltà. Anche limitando l'analisi del sistema entro i confini nazionali, ci si trova di fronte ad una carenza di dati esaustivi e accessibili in relazione a tutti gli stadi del ciclo di vita.

Nel reperimento dei dati, che costituisce uno degli aspetti critici della valutazione del ciclo di vita assieme alla loro affidabilità, sono anche emerse le carenze nello scenario energetico italiano, dove è assente un programma organico di informazione energetica [1].

Sulla base delle informazioni raccolte, è stata condotta presso il nostro Istituto un'indagine preliminare [2], della quale questa memoria riporta i risultati più importanti, con l'obiettivo di definire un "livello di riferimento" per lo scenario energetico nazionale. L'indagine fotografica, entro i limiti che verranno precisati nel seguito, la situazione reale italiana a tecnologie impiantistiche del '99 e consente di evidenziare i principali punti deboli dei diversi combu-

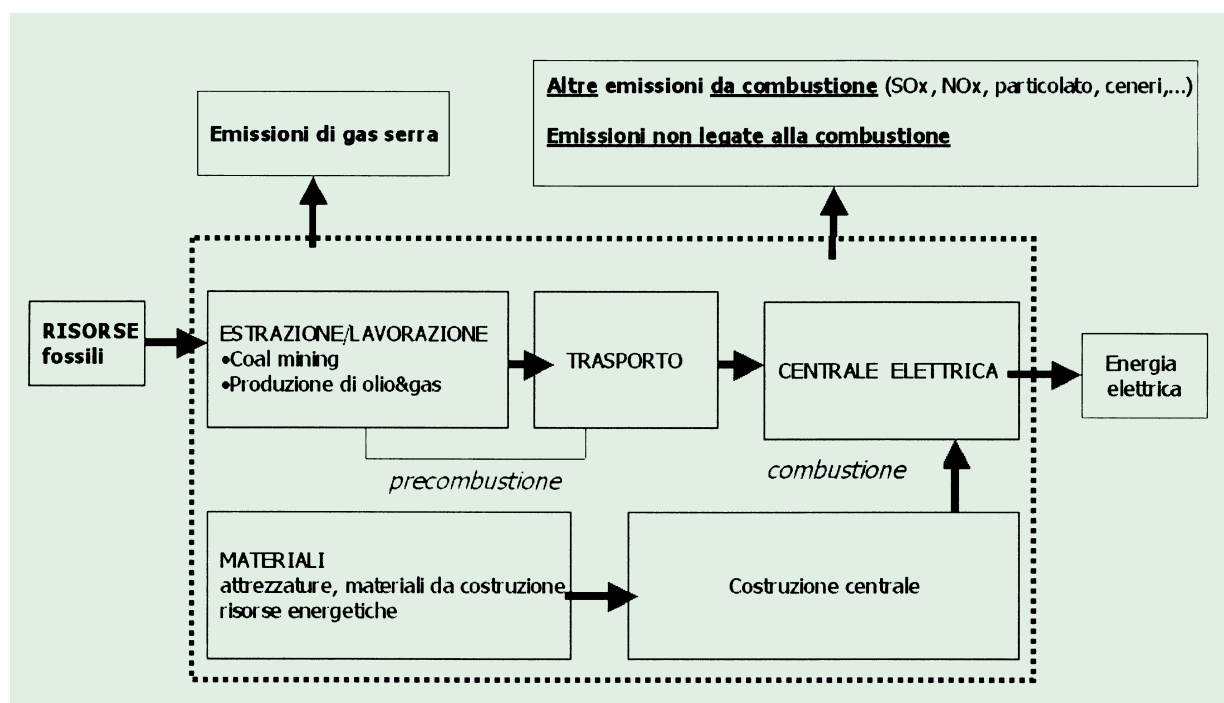


Fig. 1 - Descrizione qualitativa del ciclo di vita dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica.

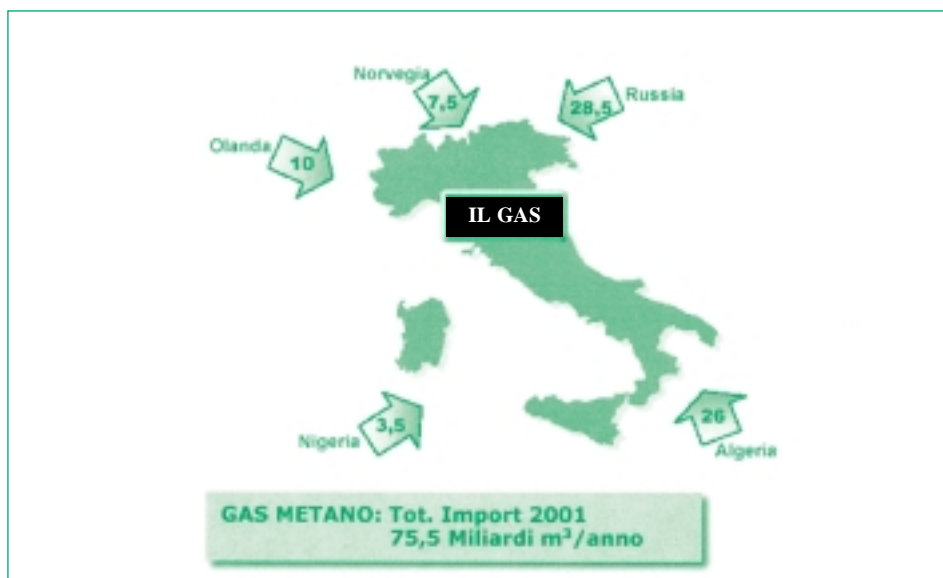


Fig. 2 - Approvvigionamento nazionale di combustibili fossili [24].

Nel 1997 a Kyoto, le nazioni firmatarie della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) hanno discusso e definito obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra.

Le emissioni regolamentate dal Protocollo di Kyoto	
	GWP*
Anidride carbonica (CO ₂)	1
Metano (CH ₄)	21
Protossido di azoto (N ₂ O)	310
Perfluorocarburi (PFCs)	6500-8700**
Idrofluorocarburi (HFCs)	140-11700**
Esafluoruro di zolfo (SF ₆)	23900

*GWP= *Global Warming Potential*: è il fattore di conversione in CO₂ equivalenti (in un orizzonte di 100 anni)

**legato al tipo di composto

Obiettivi di riduzione fissati in sede UE

L'Italia si è impegnata a ridurre entro il 2008-2012 le emissioni di gas serra del 6,5% rispetto ai livelli del 1990 (522,1 Gg CO₂-equiv)

Emissioni italiane di gas serra

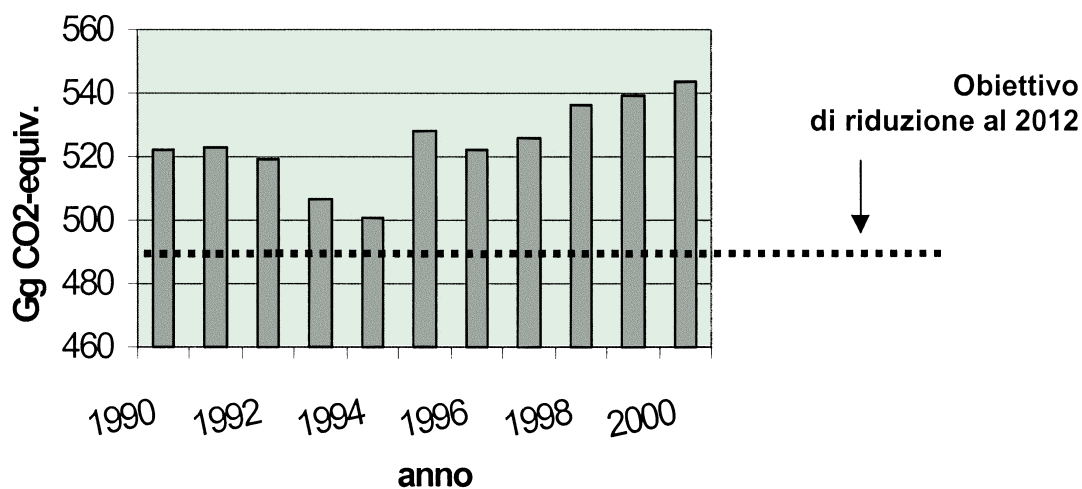


Fig. 3- Gas ad effetto serra e Protocollo di Kyoto.

stibili fossili nel sistema *energia-ambiente*, di individuare alcune opportunità di intervento e di valutare possibili ripercussioni ambientali ed economiche nell'ipotesi di una variazione del mix energetico e del previsto ammodernamento del parco centrali.

Nell'approccio seguito, come limiti fisici del

sistema *combustibili-energia-ambiente* sono stati scelti i confini nazionali. In relazione alla tipologia delle emissioni, in questa fase preliminare, l'attenzione è stata focalizzata sui gas ad effetto serra. Le motivazioni della scelta sono in parte legate alle pesanti ripercussioni economiche connesse con l'adesione italiana al

Protocollo di Kyoto (Figura 3), con un costo previsto pari ad alcuni punti percentuali del PIL [3], in parte al fatto che le emissioni diverse dai gas serra (in particolare quelle legate ai composti acidificanti SO_x e NO_x e al particolato) sono regolamentate [4] e devono essere tenute sotto controllo mediante opportuni dispositivi di abbattimento.

I risultati finali dell'indagine [2], illustrati nel seguito, verranno inquadrati in un contesto generale che mira ad evidenziare le ricadute più evidenti sullo scenario energetico nazionale.

2. Emissioni considerate e confini posti al sistema *combustibili-energia-ambiente*

Il ciclo di vita dei combustibili fossili preso in esame comprende le emissioni di CO_2 e CH_4 , i gas serra maggiormente significativi per il settore energetico (Figura 4), originate entro i confini nazionali, relativi agli stadi di:

- precombustione (derivanti dalle *fugitive emissions*)
- combustione per la produzione di energia termoelettrica.

Lo schema semplificato del sistema preso in esame è riportato nella Figura 5.

Per inciso, le *fugitive emissions*, che rappresentano la fonte più rilevante di gas serra nello stadio di precombustione, costituiscono l'insie-

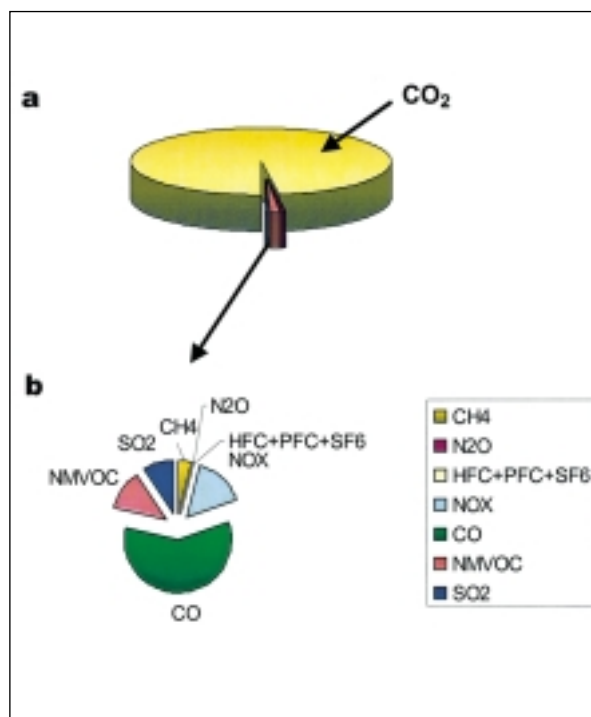


Fig. 4 - Emissioni nazionali del settore energetico (1999): (a) la CO_2 è pari a circa il 97% delle emissioni globali; (b) emissioni diverse dalla CO_2 (Elaborazione dati da [7]).

me dei componenti gassosi o volatili che sfuggono o vengono rilasciati, involontariamente o volontariamente, durante le operazioni/lavorazioni che precedono la combustione (produzione, processo, trasporto, stoccaggio e utilizzo dei combustibili).

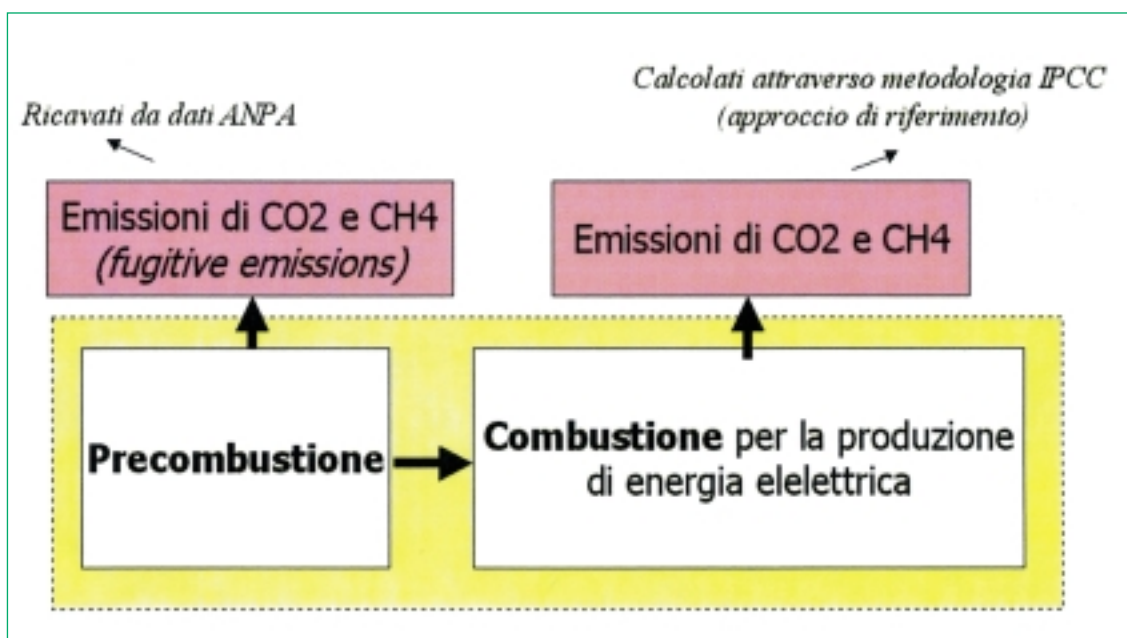


Fig. 5 - Il sistema *combustibili-energia-ambiente* esaminato.

3. Principali risultati

La Figura 6 riassume la stima delle emissioni di gas serra nei due stadi considerati ottenuta per elaborazione di dati reperiti da fonti ufficiali [5-7].

4. Considerazioni ed elaborazioni

A proposito dei dati relativi allo stadio di precombustione riportati nella Figura 6, va rilevato che, a causa delle necessarie estrapolazioni [2] effettuate a partire dai dati primari reperiti [7] (non utilizzabili per via diretta), la stima delle emissioni nella precombustione è affetta dal maggiore grado di incertezza.

Il trend delle emissioni della Figura 6 è comunque confermato da dati di letteratura, anche se l'entità (assoluta e relativa) nei due stadi è diversa, specie per lo stadio di precombustione, anche a causa dei diversi confini degli scenari energetici considerati e delle diverse tecnologie di combustione prese in esame.

A titolo di esempio, il contributo delle emissioni nello stadio di precombustione del ciclo di vita del gas naturale nella produzione elettrica in impianto a ciclo combinato a turbina a gas, sarebbe, secondo due studi di fonte autorevole, pari a circa il 25 e 13 % rispettivamente [8-9]. L'incertezza maggiore, per altro consistente, sarebbe da attribuirsi [9] allo stadio di estrazione (variabile tra circa il 4 e il 16 %) in

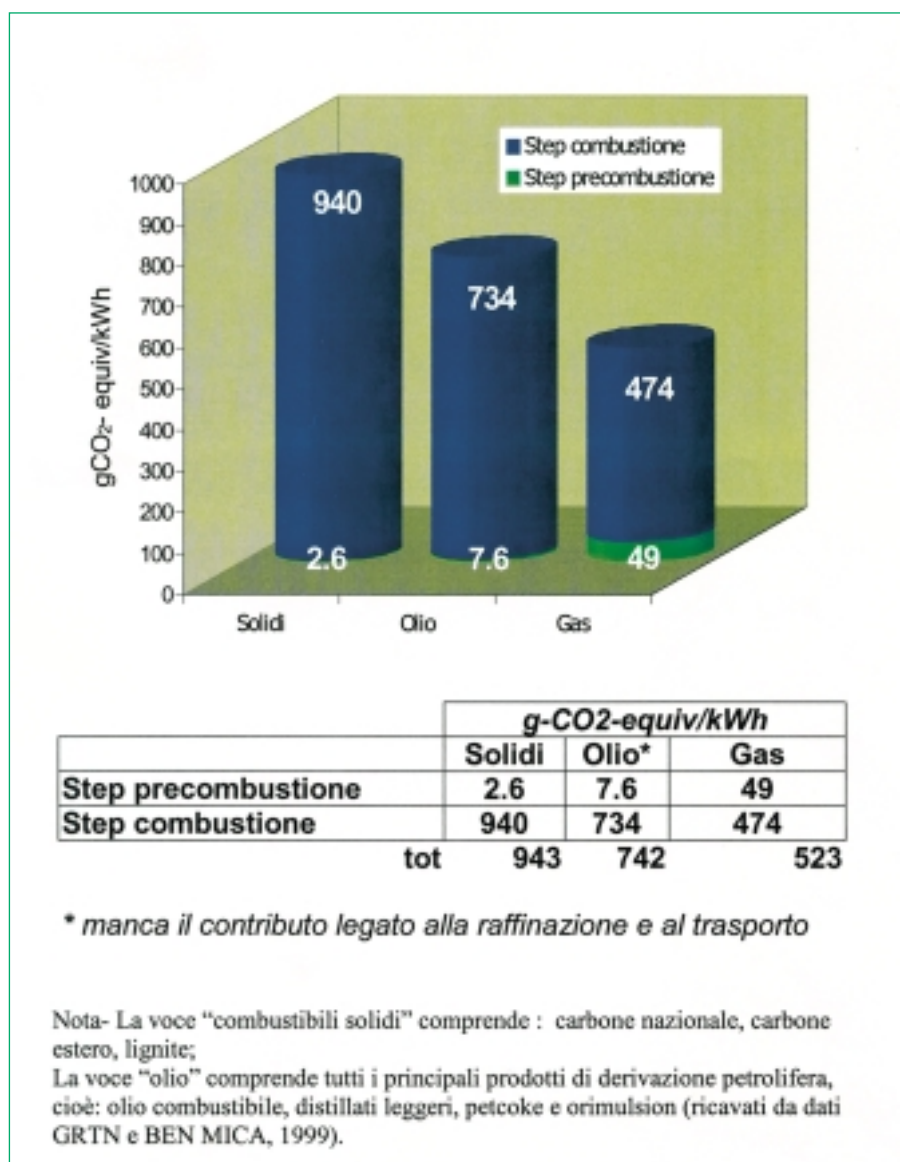


Fig. 6 - Stima delle emissioni dei principali gas serra (CO_2 e CH_4) nel ciclo di vita dei combustibili fossili per la produzione di energia termoelettrica (scenario italiano 1999).

relazione alla diversa percentuale di CO₂ presente nel gas estratto da giacimenti diversi.

Per il carbone [10], le emissioni nello stadio di precombustione (*coal mining+trasporto fluviale*) ammonterebbero a circa il 3% del totale (Base: impianto tradizionale a carbone con efficienza netta del 32%, calcolata come media degli impianti USA a carbone installati nel 1995; carbone: Illinois n.6).

Il marcato intervallo di variabilità rilevato deve mettere in guardia sull'impiego acritico di dati di letteratura o sulla proiezione diretta dei risultati in contesti non omogenei e rende inoltre evidente che il confronto può essere fatto solo precisando nel dettaglio le condizioni al contorno e le variabili dei sistemi considerati.

In relazione allo stadio di combustione della Figura 6, la stima delle emissioni è stata fatta impiegando la metodologia IPCC (approccio di riferimento IPCC, *Intergovernmental Panel for Climate Change*), riconosciuta a livello internazionale, a partire da dati primari [5-6]. I dati hanno dunque un'affidabilità consistente.

Val la pena infine di sottolineare che la stima ottenuta fotografa, per ciascun combustibile, la situazione media reale derivante dal parco di generazione termoelettrica del 1999.

Come è evidente dai dati della Figura 6, il maggior impatto ambientale, per tutti i combu-

stibili, è imputabile allo stadio di combustione. Gli interventi in questa fase del ciclo di vita avrebbero dunque la maggior incisività. L'attenzione è stata dunque focalizzata su questo aspetto.

5. Combustione, emissioni e ripercussioni

Le differenze dell'impatto dei combustibili considerati nello stadio di combustione sono palesi: posto uguale a 1 il dato relativo al gas naturale, il contributo relativo alle emissioni di CO₂ è di circa 1 : 1,5 : 2 per gas naturale, olio e carbone, rispettivamente (Fig. 6).

Il gas naturale presenta il minor impatto ambientale (cosa del resto implicita considerando il rapporto C/H della molecola di metano rispetto a carbone e olio): col parco generazione del '99, bruciando gas naturale, le emissioni di CO₂ per unità di energia prodotta sono circa la metà di quelle da carbone e circa i 2/3 di quelle da olio.

Con le nuove centrali a ciclo combinato, la CO₂ da gas naturale sarebbe ridotta di (almeno) un ulteriore 15% per kWh prodotto (grazie all'aumento di efficienza, che passerebbe da circa il 43%, dato medio relativo agli impianti del '99 [2], ad oltre il 50% per impianti a ciclo combinato (Figura 7).

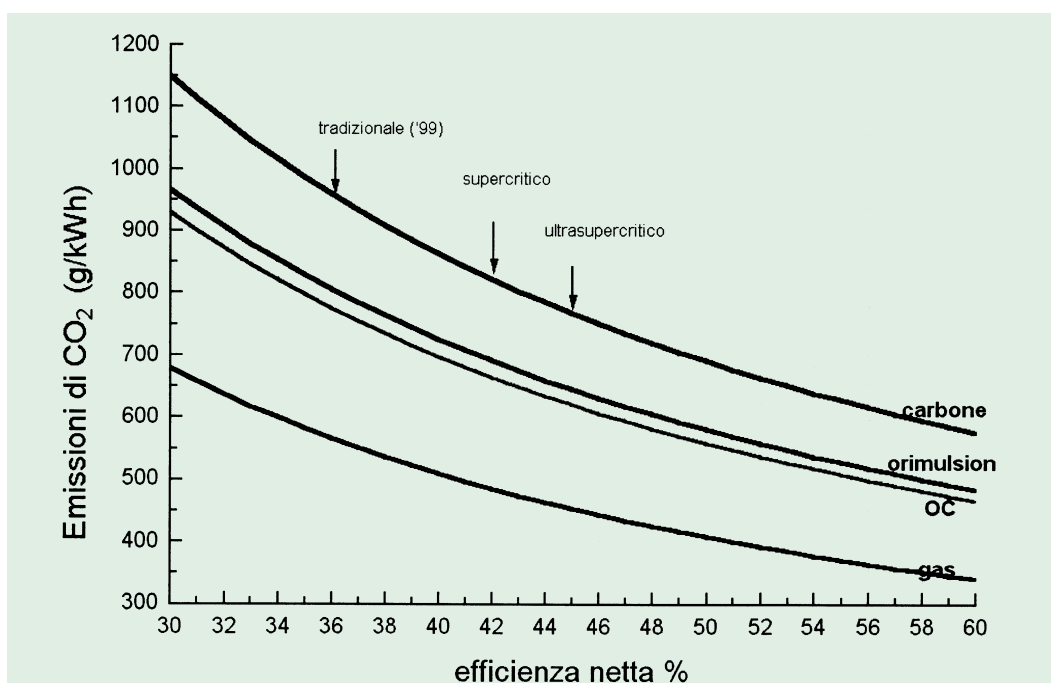


Fig. 7 - Emissioni di CO₂ da impianti di combustione in funzione dell'efficienza dell'impianto. Il grafico è stato ottenuto per elaborazione dei fattori di emissione della CO₂ secondo l'IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) di carbone, olio, gas e orimulsion.

Tuttavia, anche la soluzione di una massiccia sostituzione di olio e carbone col gas presenta dei limiti. Tra gli aspetti prettamente tecnici va rilevato che la possibilità di riconvertire o di costruire nuove centrali a gas è vincolata, oltre che alla disponibilità della materia prima, alla disponibilità della materia prima *in loco*: richiede cioè infrastrutture dedicate. Risulta, ad esempio, che i tre metanodotti esistenti più il terminale di Panigaglia, sono sufficienti per coprire la domanda fino al 2004-2005 [11].

Una valutazione ragionata, a fronte della forte crescita nazionale prevista per il gas, che passerebbe da 90 TWh del '99 a circa 190 TWh del 2005, dovrebbe dunque tenere presente anche gli aspetti legati alle infrastrutture, ai tempi, ai costi e all'impatto ambientale per realizzarle, e all'incidenza dei costi delle nuove infrastrutture sul prezzo finale del gas.

Il forte legame tra gas-elettricità e i prezzi del gas, legati a quelli del petrolio, rischiano inoltre di vedere azzerata la migliore efficienza del ciclo combinato e di rendere il prezzo del chilowattora del ciclo combinato, rigidamente ancorato al gas, meno competitivo rispetto ad altre fonti (come verrà mostrato più avanti).

Sempre a proposito dei costi, da un'analisi di Lars Stromberg (*Vattenfall AB Electricity Generation - Svezia*) [12] sui costi e le ripercussioni delle diverse opzioni tecnologiche per la riduzione della CO₂ a livello comunitario, risulta che, per ridurre le emissioni di CO₂ del 20% sostituendo il carbone col gas, sarebbe necessario comprimere la quota del carbone del 55% e raddoppiare il consumo del gas. Questo avrebbe conseguenze decisamente negative sul prezzo del gas e dell'elettricità a livello comunitario. Le ripercussioni potrebbero essere ancora più marcate a livello nazionale a causa della forte dipendenza, attuale e tendenziale, dell'Italia dal gas naturale.

Infine, in termini ambientali, come si è visto sopra, le emissioni del gas nello stadio di precombustione, assieme alla rigidità e all'incertezza politica delle fonti di approvvigionamento, aspetto reso ancor più critico alla luce delle drammatiche ricadute dell'11 settembre, rappresentano un punto debole del sistema gas.

Percentualmente infatti, le *fugitive emissions* (stadio di precombustione, Figura 6), costituiscono una frazione non trascurabile (circa il 10%) per il gas. A fronte del consistente aumento previsto per il gas naturale nel mix energetico per la produzione termoelettrica, anche questo dato deve essere preso in considerazione

in una corretta valutazione delle implicazioni legate al consumo del gas e in relazione alle misure da adottare per contenere le emissioni complessive di gas serra del settore energetico.

In relazione all'olio, vale la pena di rilevare che le sue prestazioni ambientali (in termini di CO₂) sono migliori di quelle del carbone e dell'orimulsion (Figura 7). Non sembra dunque giustificata la forte e rapida contrazione, ipotizzata da varie fonti, nel consumo di olio combustibile nella produzione termoelettrica. È pur vero che i prezzi dell'olio (e del resto, anche del gas) sono più elevati rispetto a carbone e orimulsion, va tuttavia considerato che la fonte petrolifera tradizionale continuerà per lungo tempo, inevitabilmente, a coprire il fabbisogno nazionale (specie nel settore dei trasporti) e che uno stravolgimento rapido degli assetti di raffineria comporterebbe il reale pericolo di un forte ridimensionamento dell'industria petrolifera con conseguenze che potrebbero risultare critiche per molte aziende e per l'indotto. Le stesse previsioni dell'Unione Petrolifera [13] danno del resto per scontata una progressiva contrazione dell'olio per uso termoelettrico con una riduzione consistente (circa l'80% al 2015 rispetto ai consumi del 2001) prevista tuttavia in tempi dell'ordine di circa 15 anni.

Per quanto riguarda il carbone, i dati della Figura 6 non possono che confermare che questa fonte energetica presenta le maggiori emissioni di CO₂. L'argomento carbone merita tuttavia alcuni approfondimenti che verranno affrontati qui nel seguito.

6. Carbone e mix energetico nazionale: ipotesi a breve e medio termine

Il tema del carbone non può che essere inquadrato alla luce del problema della sicurezza delle fonti di approvvigionamento, aspetto che ha assunto un ruolo prioritario nella politica energetica nazionale e sovranazionale, sia a causa del clima internazionale di forte incertezza creatosi anche a seguito dei tragici eventi del'11 settembre sia alla luce delle previsioni sul picco di produzione di petrolio e gas (previsto in un arco di 10-20 anni [14]).

Per inciso, l'esperienza ha ampiamente dimostrato che la certezza delle fonti "sicure" è tale solo in relazione alla stabilità della situazione politica [15]. Dunque, la soluzione realmente efficace per garantire la sicurezza delle fonti sembra essere quella di massimizzarne la diversificazione.

In tale ottica, è innegabile che il carbone può dare un valido contributo in termini di stabilità sia di prezzo che di aree geopolitiche di provenienza e di disponibilità di risorse.

Alla luce di tutto ciò, riveste sicuro interesse un approfondimento di alcuni aspetti del dibattito in corso nelle sedi ufficiali (e non) sulle ripercussioni legate ad un suo maggiore impiego nel mix energetico nazionale.

A tale proposito è opportuno inquadrare uno scenario a breve e uno a medio termine.

L'opportunità di una valutazione *a breve termine* prende spunto da due considerazioni:

- a fronte di una domanda interna di elettricità crescente e dei seri rischi di *black out* segnalati dal gestore della rete [16], del progressivo incremento registrato nei prezzi di olio e gas, e del sensibile aumento previsto, attuale e tendenziale, del gas nel mix energetico, le infrastrutture esistenti per il gas risultano sufficienti a coprire la domanda fino a circa il 2005 [11];

- fatte salve alcune condizioni che verranno precisate nel seguito, un incremento della quota del carbone nel mix energetico sarebbe tecnicamente attuabile a breve termine con evidenti benefici economici.

Le premesse essenziali sono:

- che le centrali policombustibile esistenti, esercibili anche a carbone, siano ambientalizzate (o rapidamente ambientabilizzabili), dotate cioè delle infrastrutture necessarie per operare con emissioni a norma;

- che, attraverso precise garanzie di controllo ambientale e un'efficace azione di informazione, si possano rimuovere le forti opposizioni a livello locale.

Fatte salve le premesse, le ripercussioni legate all'impiego del carbone, illustrate nel seguito, segnano un punto a suo favore.

Il potenziale di utilizzo del carbone nelle centrali esistenti, dovrebbe ragionevolmente aggirarsi attorno ai 50 TWh, che rappresentano circa il 20% della richiesta termoelettrica prevista per il 2005, con un raddoppio rispetto al mix termoelettrico del '99 (di poco superiore all'11 %). Per inciso, tale quota corrisponde, grosso modo, all'energia elettrica importata dall'estero nel 2001 [17].

Se ora confrontiamo tre diversi mix energetici al 2005 (Tabella Ia), formulati sulla base di

ipotesi espresse da fonti autorevoli [18-20], è possibile verificare che, sulla base dei costi variabili dei combustibili, il mix B (carbone al 20%) è il più economico (Tabella Ib) e comporterebbe, per il 2005, un risparmio di circa 900 milioni € sia rispetto al mix A che al mix C. Il bilancio sarebbe comunque a favore del mix B anche al netto del gettito di una *carbon tax* "rimodulata" in funzione del reale contributo alle emissioni di CO₂, rimodulazione che comporterebbe un minor gettito da carbone rispetto alla "vecchia" *carbon tax* (Tabella II).

Resterebbe il problema legato all'incremento della CO₂ (+ 16 e +9 Tg CO₂ rispetto al mix A e al mix C rispettivamente, Tabella Ib), problema che dovrebbe trovare soluzioni flessibili attraverso il commercio dei diritti di emissione previsto dal disegno di legge Marzano (e contemplato del resto dagli accordi di Kyoto).

Altra alternativa al problema della CO₂, è la possibilità di ricorrere al *co-firing* diretto del carbone con biomasse, il cui incremento nel mix della termoelettrica è del resto previsto e incentivato dal piano nazionale per la riduzione dei gas serra. Le biomasse vengono infatti considerate "neutre" dal punto di vista delle emissioni di CO₂, poiché la quantità emessa nella combustione è equivalente a quella assorbita nel corso del loro ciclo di crescita. Lo sfruttamento delle biomasse nella combustione consentirebbe anche di evitare le emissioni di CH₄ derivanti dalla loro collocazione in discarica. Al momento, la percentuale massima di biomasse tecnicamente sfruttabile (per aggiunta diretta al carbone) si aggira attorno al 10% [21].

In definitiva, nell'ipotesi che gli impianti policombustibile siano esercibili a carbone con emissioni a norma, si potrebbe tecnicamente raddoppiare, anche a breve termine, la percentuale del carbone nel mix energetico per la produzione termoelettrica, garantendo maggiori flessibilità ed equilibrio del mix energetico nazionale (del tutto anomalo rispetto a quello europeo), individuato anche in funzione dei prezzi di mercato, e con benefici economici consistenti e risvolti positivi sull'occupazione (Tabella III).

Nel *medio termine*, lo scenario energetico, oltre che tenere conto del previsto incremento delle energie rinnovabili, deve essere inquadrato alla luce del miglioramento dell'efficienza nella produzione elettrica (secondo obiettivo di fondo della politica energetica nazionale), fattore che rende indispensabile il rinnovamento del parco centrali. Le nuove opzioni tecnologiche

TABELLA I
Confronto tra i diversi mix energetici al 2005

a)

	Mix A	Mix B	Mix C	Mix '99 (per confronto)
	%	%	%	%
Carbone	13	20	10	11,6
Olio	14	25	30	44,4
Gas	73	55	60	44

b)

(B-A)			
	a costi 2002	a costi 2005	
Variazione da costi variabili dei combustibili ⁽¹⁾	-900	-1000	milioni di euro
Variazione da costi variabili dei combustibili ⁽²⁾	+50	+50	
Totale	-820	-920	
	-1600	-1800	miliardi di lire
Variazione delle emissioni di CO ₂	+16	-16	Tg

(B-C)			
	a costi 2002	a costi 2005	
Variazione da costi variabili dei combustibili ⁽¹⁾	-1000	-1000	milioni di euro
Variazione da costi variabili dei combustibili ⁽²⁾	+50	+50	
Totale	-950	-950	
	-1800	-1800	miliardi di lire
Variazione delle emissioni di CO ₂	+9	-9	Tg

(A-C)			
	a costi 2002	a costi 2005	
Variazione da costi variabili dei combustibili ⁽¹⁾	-100	-100	milioni di euro
Variazione da costi variabili dei combustibili ⁽²⁾	-30	-30	
Totale	-130	-30	
	-250	-60	miliardi di lire
Variazione delle emissioni di CO ₂	-7	-7	Tg

⁽¹⁾ 2002: Staffetta Quotidiana, 25 aprile 2002; 2005: l'incremento è stato calcolato dai dati 2002 sulla base delle previsioni sul costo dei combustibili (Energy Information Administration/International Energy Outlook 2001).

⁽²⁾ Carbon tax rimodulata: vedi Tabella II.

che, grazie ad un sensibile miglioramento dell'efficienza della combustione (minori emissioni per unità di energia prodotta), consentono un impiego più pulito e più efficiente anche per il carbone [2; 22].

Fermo restando che la migliore soluzione per il carbone, sia sotto l'aspetto tecnico che ambientale, sembrerebbe, al momento, la gassifi-

cazione a ciclo combinato (IGCC), oggi ad uno stadio precommerciale per il carbone¹, l'impiego di alcune tecnologie, già oggi disponibili, con tempi di realizzazione impianto di circa 4-

¹ La tecnologia IGCC è stata recentemente installata presso tre raffinerie italiane (API, SARAS, ISAB) per la gassificazione del tar di raffineria con produzione di elettricità.

TABELLA II

Ipotesi di carbon tax rimodulata sulla base delle emissioni reali di CO₂ prodotte dai vari combustibili nella fase di combustione per la produzione di energia termoelettrica (dati Italia '99)

	a	b	c	d
	Aliquote carbon tax ('99)⁽¹⁾ (lire/Kg CO ₂)	Emissioni specifiche reali di CO₂ ('99)⁽²⁾ (Kg CO ₂ / kWh)	Emissioni di CO₂ relative (gas naturale = 1)	Aliquote carbon tax rimodulata (4,6 x c) (lire/Kg CO ₂)
Gas naturale	4,6	0,47	1	4,6
Olio	4,2	0,73	1,53	7,0
Carbone	16,90	0,94	1,98	9,1

(1) Staffetta Quotidiana, 14 ottobre 2000.

(2) Calcolate dai dati della Figura 6.

TABELLA III

Principali elementi di stabilità e di volatilità delle tecnologie a carbone e a gas [23]

	Carbone	Gas naturale
Elementi di volatilità	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza sul CAPEX e sull'O&M • Fabbisogno di reagenti per la desolforazione • Logistica complicata • Taglia minima elevata 	<ul style="list-style-type: none"> • Incertezza del prezzo della materia prima (forti oscillazioni di mercato) • Rigidità della fonte di approvvigionamento con conseguenti vincoli di cartello
Elementi di stabilità	<ul style="list-style-type: none"> • Scarsa volatilità del prezzo del carbone • Elevato impiego di occupati diretti (200-220 unità per impianti da circa 1000 MW: incentivo all'occupazione in territori ad alta disoccupazione) 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitato impiego di occupati diretti (25-30 unità per CCGT da 400/800 MW)

TABELLA IV

Confronto tra i costi per diverse tecnologie di combustione [24]

	Gas cent €/ kWh	Olio cent €/ kWh	Carbone cent €/ kWh
Costo combustibile	3,30	5,70	1,30
Costo O&M	0,50	0,40	0,50
Costo capitale	0,70	1,10	2,00
Totale Costo produzione	4,50	7,20	3,80

Gas: impianto CCGT (efficienza: 57%).

Olio: centrale a vapore a olio STZ (efficienza: 39%).

Carbone: centrale a vapore, caldaia ultrasupercritica (efficienza: 46%).

Ammortamento: 15 anni (7% p.a.).

7500 ore di funzionamento/anno.

5 anni, potrebbe costituire una soluzione da non sottovalutare.

Rispetto alle emissioni prodotte con le attuali tecnologie, le emissioni di CO₂ da carbone (per kWh prodotto) potrebbero infatti essere ridotte (a fronte dell'incremento di efficienza) di almeno il 15 e 20% rispettivamente per le tecnologie supercritica e ultrasupercritica (sulle quali, ragionevolmente, dovrebbe cadere la scelta tecnologica nazionale; Figura 7).

Nel caso di nuovi impianti, tuttavia, il margine competitivo del carbone deve confrontarsi con i maggiori investimenti richiesti per centrali a carbone rispetto a quelle a ciclo combinato. Il costo capitale incide infatti sul costo di produzione per circa il 50% per le centrali a carbone a fronte del 15-16% nel caso di impianti CCGT o di centrali a olio (Tabella IV). Anche considerando un margine di incertezza nei costi delle tecnologie² [23], sulla base di dati recenti [24], il costo globale di produzione è decisamente favorevole al carbone.

Fermo restando che l'opzione tecnologica è legata a molteplici fattori (si veda una sintesi nella Tabella III), è interessante notare che il margine per il carbone è positivo anche per costi dei combustibili sensibilmente inferiori a quelli riportati nella Tabella IV: tenendo fissi i costi O&M e il costo capitale della Tabella III, si ricava infatti che il costo di generazione per una centrale a carbone (ultrasupercritica) è inferiore a quello di una centrale a gas (CCGT) a partire da una differenza [gas-carbone] di 1,3 cent €; nel caso dell'olio, la differenza minima [olio-carbone] è pari a 1 cent €.

Ad aprile 2002 [25], tali differenze erano di 4 cent € per [gas-carbone] e di 3,5 cent € per [olio-carbone].

A favore del carbone c'è inoltre il fatto che tale differenziale non sembra destinato a scendere, ma piuttosto ad incrementarsi progressivamente sulla base delle conseguenze legate ai picchi di produzione del greggio e del gas (10-20 anni), che comporterebbero, anche in assenza di eventi imprevedibili di carattere geopolitico, un calo dell'offerta con un forte rialzo dei prezzi di tali prodotti.

Infine, dal punto di vista degli approvvigionamenti, le riserve residue di gas e olio sareb-

bero concentrate nella regione politicamente più instabile (Medio Oriente).

Resta da sottolineare che gli investitori che hanno mostrato un serio interesse per una maggiore apertura al carbone nel mix energetico nazionale stanno incontrando serie difficoltà a causa della forte opposizione a livello locale (vedi centrale di Civitavecchia [26]), aspetto che introduce un fattore di rischio non indifferente e un serio deterrente agli investimenti.

7. Qualche aspetto specifico delle nuove tecnologie

Gli aspetti legati alle tecnologie per l'abbattimento delle emissioni diverse dalla CO₂ [2] verranno affrontati nel dettaglio in un successivo articolo. Vale tuttavia la pena di completare questo studio dedicato allo scenario energetico italiano, con un accenno sui nuovi processi per la riduzione integrata dei precursori delle piogge acide (SO₂ e NO_x), stanti le prospettive che tali processi possono aprire per la risorsa nazionale del carbone del Sulcis, annoso nodo nello scenario italiano [27].

Sotto la spinta del progetto *Clean Coal Technology Demonstration Program (CCT Program)*, nato dalla collaborazione US DOE - Industria, numerosi progetti finanziati sono ora allo stadio di commercializzazione.

Con i processi di abbattimento integrati (tra i quali è da segnalare il processo SNOXTM [28], alla realizzazione del quale ha partecipato Snamprogetti), l'impatto ambientale legato alla movimentazione dei prodotti impiegati per la desolforazione tradizionale (FGD con calcare/calce) e allo smaltimento dei residui della combustione, potrebbe essere fortemente ridimensionato.

Il processo SNOX, che non richiede acqua o materiali solidi assorbenti per l'abbattimento delle emissioni, produce infatti, come unico sottoprodotto, acido solforico di ottima qualità, ottenuto trasformando quantitativamente gli ossidi di zolfo generati nella combustione. Secondo i dati recentemente presentati [28], il sistema SNOX, confrontato con sistemi di desolforazione tradizionali, a parità di potenza della centrale e di carbone impiegato (6,5 %S: tipicamente un carbone Sulcis), comporterebbe, anche in assenza del ritorno economico derivante dalla vendita dell'acido, costi operativi decisamente più contenuti sia rispetto ai sistemi tradizionali (*Flue Gas Desulfurization, FGD*) con calcare, abbinata a postcombustore

² La tecnologia a ciclo combinato è fortemente consolidata con costi ben noti e identificati, mentre quella a carbone ha costi non del tutto "provati" per il mercato italiano. Infine i costi possono essere fortemente sito-specifici (si pensi al diverso scenario di una centrale costiera rispetto ad una in terra ferma).

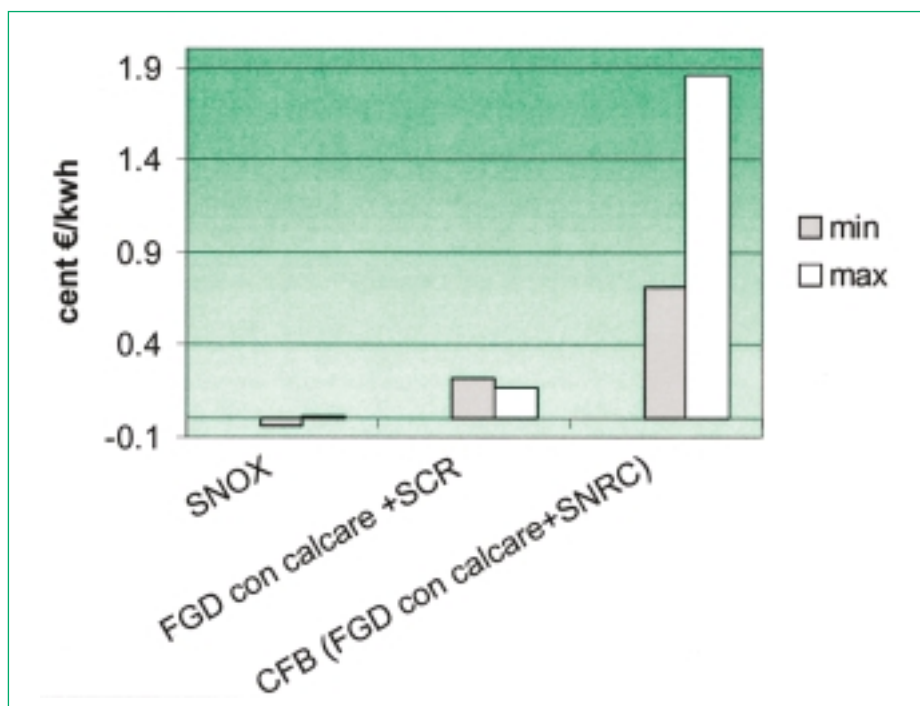


Fig. 8 - Confronto tra i costi operativi del processo SNOXTM e sistemi tradizionali (Base: centrale da 450 MW; 7500 ore di funzionamento/anno; carbone al 6,5% di S; elaborazione dati da [27]).

catalitico) sia rispetto alla tecnologia a letto fluido (combustione a letto fluido (FBC) abbinata a FGD con calcare e a postcombustore non catalitico), come mostrato nella Figura 8.

8. Considerazioni finali

Dopo la presentazione dello scenario energetico italiano che fotografa le emissioni di gas serra prodotte nel ciclo di vita dei combustibili fossili per la produzione termoelettrica secondo le tecnologie impiantistiche del '99, sono stati approfonditi aspetti specifici.

L'attenzione è stata focalizzata sulle emissioni da combustione che rappresentano oltre il 90% delle emissioni di gas serra dei combustibili fossili nel ciclo considerato. In particolare, sono stati approfonditi alcuni degli aspetti maggiormente significativi in relazione al dibattito in corso sul mix energetico nazionale decisamente diverso dalla media europea.

Inquadrando il problema nel contesto complessivo, emergono numerosi fattori critici (fortissima dipendenza nazionale dalle fonti energetiche estere, incertezza nell'approvvigionamento delle fonti, domanda interna di elettricità crescente, seri rischi di *black out*, progressivo incremento registrato nei prezzi di olio e gas).

Alla luce di tali aspetti, il carbone (e un suo

incremento programmato nel mix energetico nazionale) può costituire un reale e valido contributo in termini di stabilità sia di prezzo che di aree geopolitiche di provenienza e di disponibilità di risorse.

Una valutazione a *breve termine* indica che, fatte salve alcune condizioni essenziali (ambientalizzazione delle centrali esistenti, garanzie di controllo ambientale ed efficaci azioni di informazione che possano rimuovere le forti opposizioni a livello locale), un incremento della quota del carbone nel mix energetico sarebbe tecnicamente attuabile nel breve termine nel rispetto dell'ambiente, con benefici economici diretti e minori elementi di volatilità rispetto agli altri combustibili fossili.

In una valutazione a *medio-lungo termine*, lo scenario energetico nazionale deve essere analizzato alla luce del miglioramento dell'efficienza nella produzione elettrica (secondo obiettivo di fondo della politica energetica nazionale), fattore che rende indispensabile il rinnovamento del parco centrali. Le nuove opzioni tecnologiche, grazie ad un sensibile miglioramento dell'efficienza della combustione (minori emissioni per unità di energia prodotta), consentono un impiego più pulito e più efficiente anche per il carbone.

Nello scenario a *medio termine*, il confronto tra le emissioni di gas serra dei combustibili

ha dunque preso in esame alcune tecnologie avanzate di combustione (ad esempio, CCGT per gas naturale e ultrasupercritica per carbone): il problema è stato inquadrato in termini complessivi (costi di generazione, sicurezza degli approvvigionamenti, principali fattori di stabilità e di volatilità delle nuove tecnologie).

Al momento l'indagine ha approfondito il confronto tra i combustibili sotto il profilo dei gas serra. La scelta è legata, in parte, alle pesanti ripercussioni economiche che l'adesione italiana al Protocollo di Kyoto comporta (il costo previsto è pari ad alcuni punti percentuali del PIL).

Per avere un confronto esaustivo tra i combustibili, lo studio verrà esteso alle emissioni legate ai composti acidificanti (SO_x e NO_x) e al particolato, focalizzando l'attenzione su singole tecnologie avanzate di combustione e di abbattimento degli inquinanti.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Staffetta Quotidiana, 18 novembre 2000.
- [2] T. ZERLIA, *Analisi comparata delle emissioni complessive nell'intero ciclo di vita (produzione, trasporto, combustione) dei 6 gas ad effetto serra e dei diversi contaminanti per carbone, petrolio, gas naturale, orimulsion, tutti combustibili fossili utilizzati nella produzione termoelettrica*, Ricerca istituzionale SSC, finanziamento MAP - SSC, Relazione conclusiva 2002.
- [3] F. RAMELLA, *Protocollo di Kyoto? Inutile per l'ambiente e dannoso per l'economia*, Conferenza presso il Politecnico di Milano, Dipartimento di Energetica, 13 dicembre 2002.
- [4] Direttiva 2001/80/CE.
- [5] BEN MICA 1999.
- [6] Dati statistici GRTN 1999.
- [7] Rapporto nazionale trasmesso da ANPA, per il 1999, alla Convenzione sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) (*Report for National Greenhouse Gas Inventories*).
- [8] *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*, P. L. Spath, M. K. Mann, NREL (U.S. DOE), settembre 2000.
- [9] Australian Coal Industry, *Coal in a Sustainable Society (CISS)*, ciss.com.au/ref/static/reports/public/acarp/acarp2.html.
- [10] *Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production*, P. L. Spath, M. K. Mann, D.R. Kerr-NREL (U.S. DOE), giugno 1999.
- [11] G. PAINI, CH4 Energia Gas (2002), 12, 26.
- [12] Lars Stromberg, *Separation and Sequestration Strategies for CO₂ Generated in Power Plants*, VGB Congress Kraftwerke 2001, Brussels, October 10-12, 2001.
- [13] *Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2002-2015*, UP, febbraio 2002.
- [14] J. RIFKIN, *Economia all'idrogeno*, Mondadori, 2002.
- [15] J. L. WILLIAMS, A. F. ALHAJJI, *Energy Economics Newsletter*, www.wtrg.com/-EnergyCrisis/index.html, marzo, 2003.
- [16] Documento conclusivo dell'indagine conoscitiva su *Situazione e le prospettive del settore energia*, approvato dalla Commissione Attività Produttive della Camera, 18 aprile 2002.
- [17] www.grtn.it/Elementi/Ita/procedure/Rivista04/art-5-4.htm.
- [18] Previsioni GRTN.
- [19] Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Convegno "Sicurezza degli approvvigionamenti e competitività del Sistema Elettrico: quali prospettive?"* Milano, 21 giugno 2002).
- [20] P. DE SIMONE, *Convegno Nazionale Assocarboni*, Arenzano, 23 marzo 2001.
- [21] *Prospects for co-utilization of coal with other fuel*, IEA Coal Research, 2002.
- [22] European Commission, *Fostering the use of clean coal technologies*, The CARNOT Programme Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities 2001.
- [23] G. CAPPELLINI, *Convegno Assocarboni*, ATI, Milano, 21 giugno 2002.
- [24] L. MARAUTA, *Convegno Assocarboni*, ATI, Milano, 21 giugno 2002.
- [25] Staffetta Quotidiana, 25 aprile 2003.
- [26] Carbone informazioni, Staffetta Quotidiana, 8 marzo 2003.

[27] Carbone Informazioni, Staffetta Quotidiana, 1 marzo 2003.

[28] *Flue gas clean-up for particulates, NO_x and SO_x - The SNOX process for power plants using high sulfur fuels*, P. Schoubye¹, S. Hø-

berg (Haldor Topsoe A/S, Lyngby, Denmark), G. Collodi (Snamprogetti SpA, Milan, Italy), International Conference on *Clean Coal Technologies for our Future* (CCT), Chia Laguna, 21-23 ottobre 2002.
