

Gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili: criticità nella valutazione delle emissioni precombustione e ripercussioni sul ciclo di vita completo ^(°)

Greenhouse gases in the life cycle of fossil fuels: critical aspects in upstream emissions estimate and their repercussions in the overall life cycle

Tiziana Zerlia

Stazione sperimentale per i Combustibili, V.le A. De Gasperi, 3, 20097 San Donato Milanese (MI), tel. +39 02 51604236; fax: +39 02 518246; e-mail zerlia@ssc.it

RIASSUNTO:

In un precedente studio sul ciclo di vita dei combustibili fossili nella produzione termoelettrica sono stati individuati i principali punti deboli di carbone, olio e gas nello stadio della combustione.

L'attenzione viene ora rivolta al segmento precombustione del gas naturale e del carbone.

I risultati mostrano l'entità delle emissioni di gas serra precombustione, la loro incidenza sul ciclo di vita completo e l'elevata incertezza della stima legata principalmente alla sito-specificità delle fonti delle emissioni nel segmento precombustione e alla metodologia seguita.

Alla luce delle implicazioni ambientali ed economiche del Protocollo di Kyoto (e del mercato globale dei permessi di emissione di gas serra), un'accurata contabilizzazione delle emissioni richiede l'adozione di procedure e linee guida standardizzate.

PAROLE CHIAVE: *ciclo di vita, combustibili fossili, produzione termoelettrica, precombustione, gas serra, emissioni*

SUMMARY:

A previous Life Cycle Assessment on power generation via fossil fuels showed the weak points for coal, oil and gas in the combustion step.

The attention is now focused on the upstream segment of natural gas and coal.

The results show the extent of upstream greenhouse gases emissions, their impact on the overall cycle and the uncertainty in emissions estimate which is largely a function of the site-specific sources of the upstream step and of the estimation methodology.

In the light of the environmental and economic implications of the Kyoto Protocol (and of the global market for greenhouse gas emission permits), standardized procedures and guidance are needed in order to develop complete and accurate emissions inventories.

KEYWORDS: *life cycle assessment, fossil fuels, power generation, upstream, greenhouse gases, emissions*

(°) L'articolo riassume parte dei risultati di una ricerca promossa dai settori contribuenti e svolta con finanziamento del Ministero delle Attività Produttive e della Stazione sperimentale per i Combustibili nel 2002-2003.

1. Introduzione

In una valutazione preliminare del ciclo di vita dei combustibili fossili nella produzione termoelettrica [1] sono stati approfonditi principalmente gli aspetti legati allo stadio della combustione, che costituisce la fonte più rilevante di gas serra.

Nello studio citato, il sistema combustibili-energia-ambiente era stato intenzionalmente delimitato entro i confini geografici nazionali, condizioni al contorno che consentivano di valutare le ripercussioni immediate dell'impatto ambientale della produzione termoelettrica nello scenario italiano.

Va tuttavia sottolineato che la produzione di energia termoelettrica, specie nel contesto nazionale caratterizzato da una massiccia importazione di fonti energetiche primarie dall'estero, ha ripercussioni a vasto raggio in termini di emissioni di gas serra. In altre parole, produrre energia da combustibili fossili significa generare emissioni anche nei paesi di provenienza delle fonti energetiche di importazione.

Il problema assume dunque una connotazione assai più vasta, la cui portata globale è stata, del resto, la *driving force* che ha attivato gli accordi internazionali sui cambiamenti climatici, gli impegni del Protocollo di Kyoto e le misure di riduzione previste dal Protocollo medesimo. E poiché gli accordi sui cambiamenti climatici implicano esplicitamente impegni finalizzati alla prevenzione, al controllo e alla mitigazione degli effetti delle attività antropiche a livello globale, anche la valutazione del ciclo di vita per la produzione termoelettrica da combustibili fossili non può che essere affrontata alla luce di questo contesto generale.

Data la complessità, l'argomento non potrà essere trattato in maniera esaustiva, ma tratteggerà, se pure a grandi linee, le problematiche del segmento precombustione dei combustibili fossili e focalizzerà l'attenzione su quegli elementi che possono incidere in maniera significativa sul ciclo di vita complessivo e, di rimando, sulla "contabilizzazione" delle emissioni di gas serra previste dal Protocollo di Kyoto.

Gli aspetti che verranno approfonditi riguardano:

- entità, grado di incertezza della stima e specificità delle emissioni di gas serra nello stadio precombustione;
- incidenza di tali fattori sul ciclo di vita complessivo per la produzione di energia termoelettrica.

2. La valutazione delle emissioni nei due stadi del ciclo di vita

Le emissioni di gas serra generate durante lo stadio della combustione (CO_2 in particolare) costituiscono la frazione più rilevante delle emissioni complessive. Il grado di affidabilità della stima di tali emissioni è relativamente buono: inquadrando, ad esempio, il problema nello scenario nazionale, la valutazione può infatti essere ottenuta a partire da un numero relativamente modesto di grandezze affidabili (contenuto di carbonio del combustibile, potere calorifico) e da parametri (consumo dei singoli combustibili e produzione netta di energia elettrica) reperibili da fonti nazionali ufficiali (MAP, GRTN).

La valutazione delle emissioni nello stadio precombustione è alquanto più complessa, poiché ri-

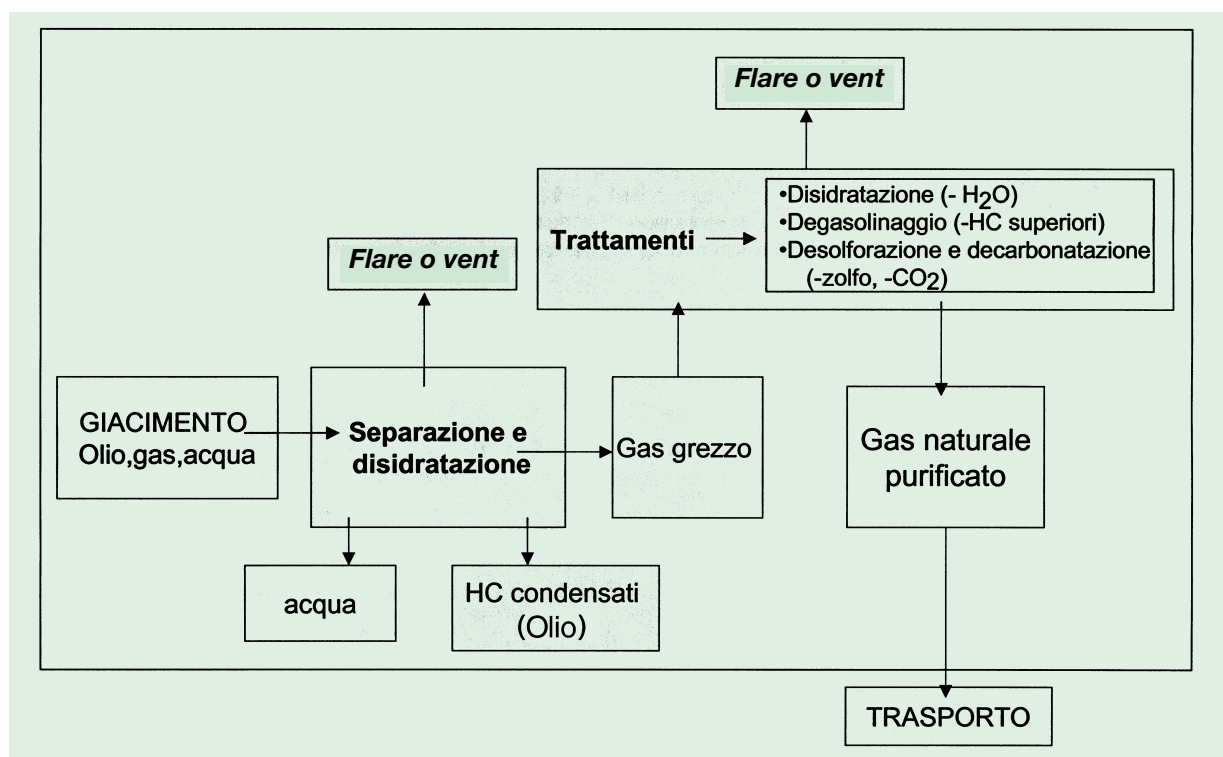


Fig. 1 - Estrazione e trattamento del gas naturale.

chiede informazioni dettagliate sui singoli sottostadi dell'articolato segmento *upstream* dei combustibili fossili (estrazione, trattamenti, trasporto/distribuzione). Ad esempio, per olio e gas (spesso associati nel giacimenti), il segmento legato a estra-

zione e trattamenti, schematicamente descritto nella Figura 1, prevede una serie di operazioni finalizzate ad eliminare i componenti indesiderati.

I gas serra (prevalentemente CH_4 e CO_2), rilasciati nell'atmosfera a seguito dei trattamenti effet-

Il segmento **upstream** dei combustibili fossili (estrazione, trattamento, trasporto e distribuzione) è fonte relativamente importante di gas serra, principalmente di CH_4 e CO_2 . Nel 1990 tale segmento contribuiva per circa il 20% alle emissioni totali di metano dell'Ue [6].

Complessivamente tali emissioni vengono definite "fugitive emissions", termine che comprende i gas rilasciati, volontariamente (spesso per ragioni di sicurezza) o involontariamente (per cause accidentali), nel corso delle attività di produzione, trattamento e trasporto dei combustibili e nella combustione senza recupero di energia (*non-productive combustion*).

Nel settore **olio&gas** le emissioni vengono rilasciate nei vari segmenti dell'industria (estrazione e trattamento sul campo, trasporto/distribuzione) a causa delle peculiarità del settore stesso: il gas, prima di raggiungere l'utenza finale, fluisce attraverso tubi, valvole, sistemi di processo, stazioni di compressione, sistemi ad alta pressione, dispositivi e attrezzature varie.

Nel segmento estrazione/trattamento, le emissioni possono derivare da operazioni di routine, da interventi di manutenzione, da "system upsets" (eventi imprevedibili, il più comune dei quali è l'apertura brusca di valvole di regolazione causata da un incremento impreveduto di pressione) o da rilasci accidentali. Anche nel segmento trasporto/distribuzione, che include lo stoccaggio, si possono avere perdite analoghe, legate a stazioni di compressione, a perdite per rottura delle condotte, ecc..

Nel corso dell'estrazione, la fonte maggiore di emissioni è legata alle operazioni di routine e, principalmente, al "venting" e al flaring" (termini che individuano il rilascio nell'atmosfera di gas che non possono essere separati o trattenuti in altro modo), dal rilascio di gas da venting di processo, da mezzi pneumatici, sistemi di sicurezza, ecc.

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 H_2O e CO_2 (l'efficienza di combustione dei sistemi di flaring è in generale molto elevata).

Per **venting** si intende il rilascio di gas incombusti nell'atmosfera, finalizzato spesso a garantire le condizioni di sicurezza nel corso di varie lavorazioni o legato a particolari processi di trattamento.

Le operazioni che possono dar luogo a venting includono, ad esempio, i sistemi di depressurizzazione, lo stripping di gas dagli impianti di rigenerazione glicolici (usato per il trattamento di disidratazione) o di rigenerazione delle ammine (usate nel trattamento dello *sweet* o del *sour* gas, ricco di H_2S). Qualitativamente le emissioni da venting comprendono CH_4 , CO_2 , composti organici volatili (VOC), composti solforati (tipicamente H_2S) e impurezze gassose varie.

I gas da venting possono, in molti casi, essere bruciati

(flaring). In tal modo gli idrocarburi vengono ossidati a dare CO_2 (riducendo parzialmente l'impatto ambientale in termini di gas serra, avendo la CO_2 un effetto serra di 21 volte inferiore a quello del metano in un orizzonte di 100 anni). Il venting è l'opzione più utilizzata anche quando sono presenti quantità rilevanti di inerti (ad esempio, CO_2 , N_2), quando cioè il flaring non può essere sfruttato poiché il gas brucia con difficoltà.

Tecnicamente la riduzione delle emissioni da venting e flaring può essere realizzata sia con misure preventive (miglioramento di controlli e manutenzione degli impianti, linee, ecc.) sia ricorrendo alla immissione dei gas nel giacimento, soluzione che consente di incrementare la resa di estrazione dell'olio (EOR). Per ragioni legate alle condizioni geologiche o geografiche del giacimento, la pratica EOR non è sempre realizzabile.

I gas ricchi di idrocarburi possono essere recuperati per la produzione di energia sul campo.

Nel settore dei **combustibili solidi** le emissioni, costituite principalmente da metano, vengono rilasciate essenzialmente nel corso dell'estrazione. La frazione rilasciata nella *postmining* è pari a circa 1/5 rispetto alla fase di estrazione (per miniere sotterranee) e a circa 1/4 (per miniere di superficie).

Il metano (presente in concentrazione attorno al 90 % assieme ad altri composti gassosi formati nel corso del processo di carbogenesi) è intrappolato nelle vene carbonifere in quantità più o meno rilevanti in funzione del tipo di giacimento e del rango del carbone. Il fenomeno è più rilevante per le miniere sotterranee, dove il gas, intrappolato per adsorbimento nei pori della struttura, viene trattenuto per pressione dagli strati soprastanti.

Nel corso dell'estrazione, parte del gas si libera spontaneamente a causa delle fratture prodotte. Il gas del giacimento deve comunque essere rimosso principalmente per motivi di sicurezza: il limite di infiammabilità della miscela aria-metano è compreso tra circa 5 e 15% vol/vol di metano alla temperatura di 20°C.

In generale la rimozione del gas può essere effettuata o mediante un sistema di ventilazione forzata ad aria o per recupero mediante sistemi di degassificazione, spesso installati prima di procedere all'estrazione vera e propria. Nel primo caso il gas risultante viene bruciato (*flared*) o più comunemente liberato nell'atmosfera (essendo il metano presente molto diluito); nel caso dei sistemi di degassificazione si ottiene un gas ricco di metano, che può essere utilizzato come fonte di energia sul campo o, in presenza delle infrastrutture necessarie, convogliato mediante *pipelines* e venduto. La convenienza economica del recupero del metano dipende da numerosi fattori, inclusi la quantità presente nel giacimento, il grado di purezza e le condizioni geologiche del giacimento che possono influenzare la possibilità di impiegare le tecnologie opportune per il recupero.

Fig. 2 - Segmento precombustione dei combustibili fossili: emissioni di gas serra.

tuati, vengono emessi, mediante *venting* e *flaring* (scheda della Figura 2), nel corso di operazioni di routine, di interventi di manutenzione, e/o di eventi accidentali [2;3]. Tali emissioni (definite genericamente come *fugitive emissions*) sono costituite dai gas che non possono essere stoccati o utilizzati in altro modo. *Venting* e *flaring* costituiscono operazioni correnti nell'industria di produzione dei combustibili fossili e sono spesso inevitabili per motivi di sicurezza: tali interventi consentono infatti di contenere il rischio di incendi e di esplosioni.

L'entità delle emissioni da *flaring* e *venting*, se pure modesta rispetto alle emissioni da combustione del settore energetico (Figura 3 [4]) e di altri macrosettori economici (trasporti, in particolare), non è trascurabile.

Secondo stime mondiali [5], le perdite per *venting* e *flaring* nella produzione europea di gas naturale nel 2000 ammontano a circa 3 miliardi di metri cubi di gas naturale (circa l'1% della produzione europea lorda) e corrispondono, in termini di emissioni di gas serra, a circa 50 milioni di tonnellate di CO₂-equivalenti, pari al 15% dell'impegno globale di riduzione europeo del Protocollo di Kyoto al 2010 (340 milioni di tonnellate circa). Per il carbone, nel 1997 le emissioni europee di metano legate all'estrazione sono stimate in circa 39 milioni di tonnellate di CO₂-equivalenti [6].

Gli onerosi impegni economici derivanti dagli accordi sui cambiamenti climatici stanno spostando l'attenzione anche sulle emissioni del settore *upstream*. Sono infatti sempre più numerose le iniziative per stimare in maniera più accurata e contenere le emissioni da *flaring* e *venting* sia attraverso azioni di prevenzione (realizzate ottimizzando le operazioni di routine, migliorando la manutenzione degli impianti, dei sistemi pneumatici, delle condotte, ecc.), sia col recupero e il riutilizzo sul campo dei gas medesimi come fonte di energia (nel caso di gas ricchi di idrocarburi), sia con la reimmis-

sione dei gas nel giacimento, pratica che consente anche di incrementare le rese di produzione o di produrre olio altrimenti non recuperabile (mediante *Enhanced Oil Recovery*, EOR). Negli USA, circa 30 milioni di tonnellate/anno di CO₂ vengono iniettate in pozzi considerati al termine della vita economicamente produttiva, col risultato di incrementare, *via* EOR, la resa di estrazione in olio di circa il 10-15% [7;8].

Anche in Italia sono in corso iniziative per azzerare il contributo, per altro modesto a livello nazionale, di tali emissioni (*zero gas flaring* [9]).

A livello europeo, il caso più significativo è quello della Norvegia (ripreso nel seguito), dove, a partire dal 1996, circa 1 milione di tonnellate/anno di CO₂, separata dal gas estratto dal giacimento Sleipner Vest, vengono confinate in una riserva acquifera profonda.

Va tuttavia rilevato che le stime mondiali non possono attualmente garantire la completezza dei dati raccolti e l'accuratezza della valutazione, particolarmente per i paesi in via di sviluppo, oltre che per l'ex Unione Sovietica [10-12]. Ciò dipende, oltre che dalle dimensioni dei settori coinvolti, dalla complessità e dalla sito-specificità di molte operazioni effettuate sul campo nella fase di estrazione/trattamento, operazioni legate alle particolari scelte di lavorazione delle diverse società e all'efficienza dei sistemi installati per ridurre le emissioni, nonché dal profilo di composizione del gas del giacimento e dalla collocazione geografica di quest'ultimo che può condizionare la possibilità di creare infrastrutture opportune.

Ultima, ma non meno rilevante, l'incertezza della stima è legata alle diverse procedure adottate per la valutazione. A titolo esemplificativo, si riportano nella Figura 4 i dati di confronto tra le emissioni di CO₂ e CH₄ nell'estrazione di olio&gas, ottenuti seguendo protocolli proposti da organismi diversi [13]).

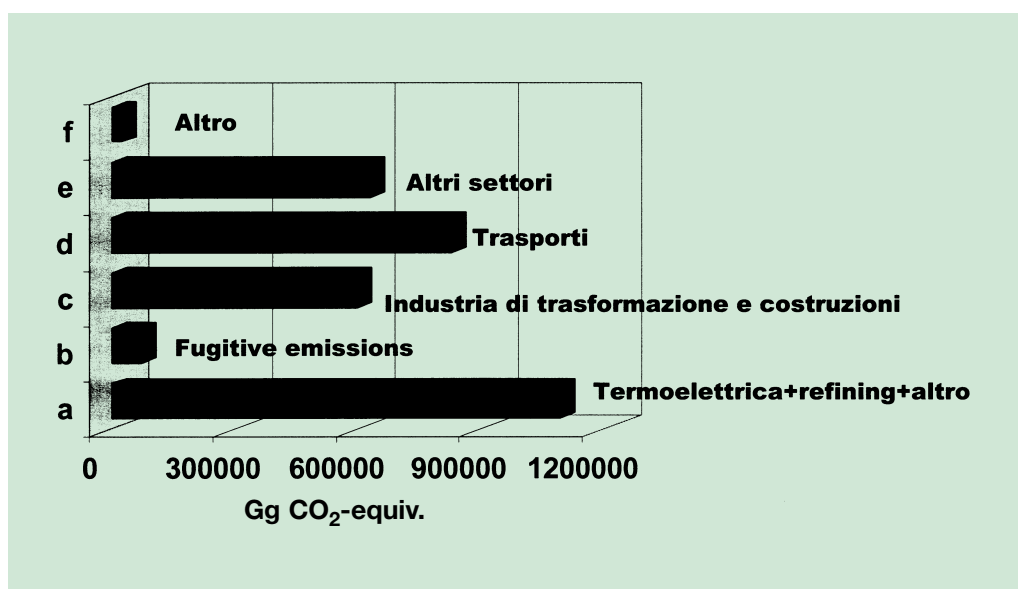


Fig. 3 - Distribuzione delle emissioni europee di gas serra nei sottosectori del comparto energetico.

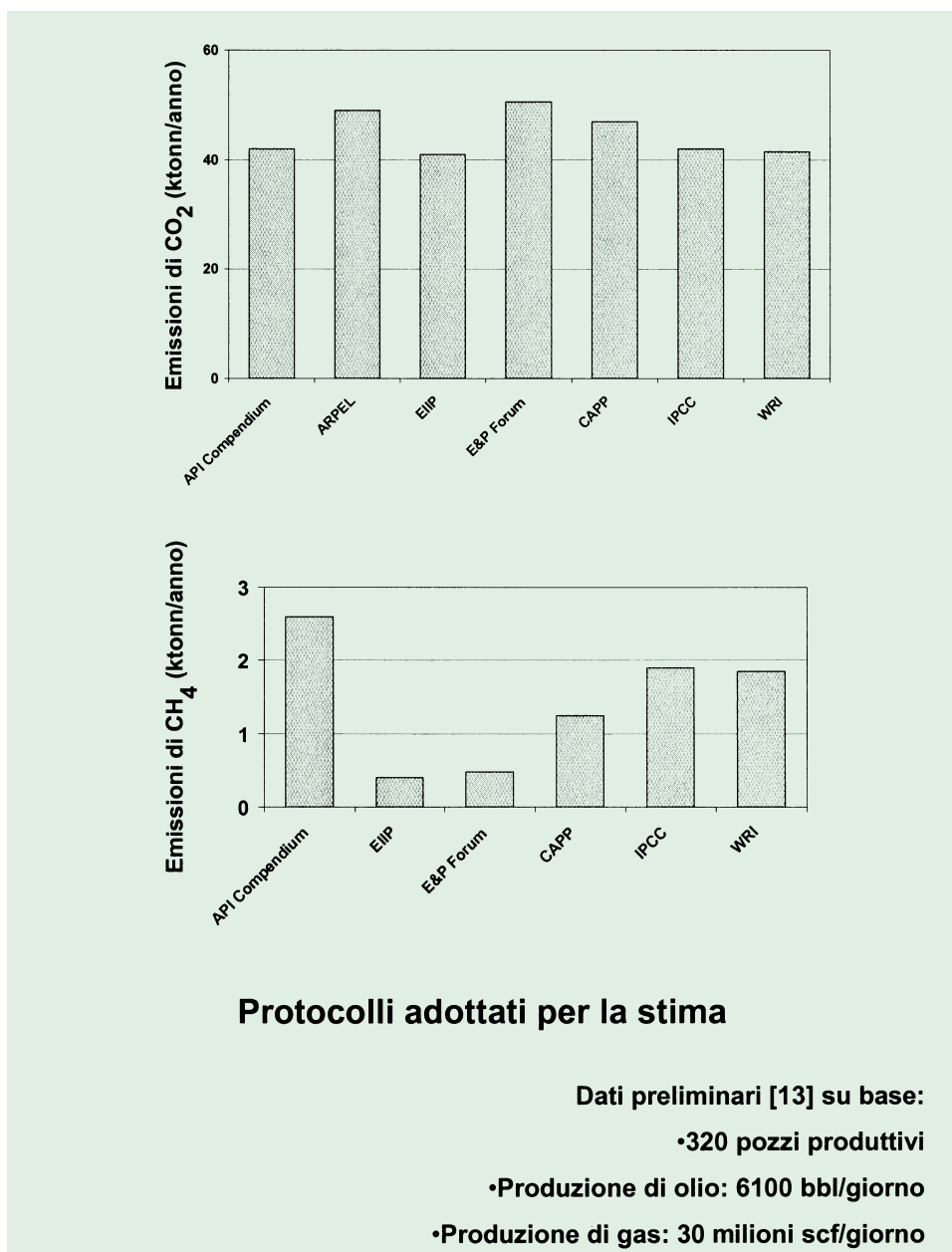


Fig. 4 - Confronto tra i risultati ottenuti applicando protocolli diversi nella valutazione delle emissioni di CO₂ e di CH₄ da pozzi di estrazione di olio&gas *onshore* (Elaborazione dati da [13]).

Per assistere l'industria del settore olio&gas nella valutazione dell'intero ciclo produttivo (dall'estrazione al marketing) e per rendere disponibili informazioni affidabili su fonti, quantità e composizione dei gas serra emessi dai vari segmenti del settore, l'American Petroleum Institute (API) ha recentemente elaborato una serie di linee guida [14] per fornire una metodologia in grado di omogeneizzare i diversi approcci di valutazione e garantire un confronto dei dati su base comune.

Il documento viene anche proposto come base di riferimento agli organismi nazionali e internazionali che stanno impostando o rivedendo i protocolli ufficiali predisposti per compilazione degli inventari ufficiali nazionali delle emissioni, inventari che, al momento, costituiscono la banca-dati ufficiale di

contabilizzazione delle emissioni di gas serra.

Lo stesso IPCC (scheda della Figura 5), in due documenti [15;16], pubblicati ad integrazione delle linee guida "Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories" [17], riconosce infatti le difficoltà di quantificare in maniera accurata tali emissioni, evidenzia alcune carenze delle linee guida del '96 e inserisce raccomandazioni sulla metodologia da seguire.

In relazione alle emissioni *upstream*, le linee guida IPCC del '96 focalizzavano, tra l'altro, l'attenzione sulle emissioni del solo metano. Del resto, sull'opportunità di un suo recupero, sia in fase di estrazione (sostanzialmente per sfruttarne il potere calorifico, oltre che per motivi di sicurezza) sia per evitare perdite nel segmento trasporto/distribuzio-

Le **linee guida IPCC** (*Intergovernmental Panel for Climate Change*) fanno parte dei documenti sviluppati nell'ambito della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), sottoscritta dai paesi aderenti alle Nazioni Unite nel corso della Conferenza Mondiale sull'Ambiente e lo Sviluppo, Rio De Janeiro, 1992. In base alla Convenzione, i paesi aderenti si sono impegnati ad adottare programmi e misure finalizzate alla prevenzione, controllo e mitigazione degli effetti delle attività antropiche sul pianeta.

L'IPCC, fondato nel 1988 dalla World Meteorological Organization (WMO) e dall'United Nations Environmental Programme (UNEP), è l'organismo al quale è stato affidato il compito di elaborare le linee guida per la realizzazione degli inventari nazionali delle emissioni e per monitorare l'evoluzione della situazione.

All'interno della Convenzione Quadro è stato istituito l'organismo "Conferenza delle Parti" (COP) al quale viene demandato il compito fondamentale di dare attuazione agli impegni generali contenuti nella Convenzione stessa.

In funzione degli accordi tra i paesi firmatari dell'UNFCCC, i paesi della Ue trasmettono la stima delle emissioni nazionali valutate secondo la metodologia IPCC.

La realizzazione dei primi inventari nazionali, avviata da ENEA, è attualmente affidata ad APAT, referente

istituzionale del Ministero dell'Ambiente e dell'Agenzia Ambientale Europea (EEA).

Le prime **linee guida IPCC** sono state sviluppate nel 1990 in collaborazione da IPCC, OECD (*Organization for Economic Co-operation and Development*) e IEA (*International Energy Agency*), e pubblicate nel 1995 dopo una revisione che ha coinvolto esperti a livello mondiale.

Le **linee guida IPCC** forniscono una metodologia, *step-by-step*, per calcolare le emissioni di gas serra (CO₂, CH₄, N₂O) e di altri composti (NO_x, CO, NM-VOC, SO₂) dalle seguenti attività antropiche:

- Energy
- Industrial processes
- Solvents and other product use
- Agriculture
- Land Use Change and Forestry
- Waste

Le **linee guida** sono state successivamente riviste (1996) e integrate dai report "IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories" e "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories" (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm> del giugno 2001).

Fig. 5 - Linee guida IPCC e inventari nazionali delle emissioni.

ne, è dedicata la maggiore attenzione a livello mondiale [18;19].

L'ampio intervallo di variazione della stima delle emissioni di metano precombustione risulta evidente nella Figura 6 che riporta le emissioni per il settore olio&gas (come somma dei segmenti estrazione, trattamenti, trasporto, distribuzione) e per il carbone (estrazione e post-estrazione, sia per miniera a cielo aperto che per miniera sotterranea) ottenute da fattori di emissioni IPCC (Approccio di riferimento [20]).

Da notare la marcata variabilità per il gas naturale dell'ex Unione Sovietica (Figura 6a) che rispecchia la scarsa affidabilità dei dati russi da tempo sottolineata da varie fonti [10-12] e stimata dalla stessa Gazprom tra il 3 e il 7% del gas prodotto, a fronte di un dato medio USA pari a circa 1,4+/- 0,5%.

È dunque evidente che per migliorare l'affidabilità dei dati sulle emissioni è necessario migliorare l'approccio di valutazione.

3. Segmento precombustione del gas naturale: emissioni di gas serra

Tra i fattori sito-specifici per il settore olio&gas, IPCC individua, ad esempio, tipologia ed efficienza dei sistemi di controllo/riduzione e profilo di composizione del gas grezzo presente nel giacimento, con particolare riguardo al rapporto CH₄/CO₂. Anche quest'ultimo aspetto può infatti incidere sull'entità delle emissioni *upstream* e sulle emissioni complessive del ciclo di vita, come verrà chiarito nel seguito.

Esistono infatti giacimenti nei quali la percentuale di CO₂ nel gas arriva al 20% in volume [21;22]. Per alcuni pozzi francesi, australiani, giapponesi e messicani [23] vengono riportati valori anche più elevati. Sembra inoltre che la presenza di alte concentrazioni di CO₂ non sia correlabile ad altri parametri fisici particolari del giacimento.

Va rilevato che, se il contenuto di CO₂ e/o di altri inquinanti, di H₂S in particolare, è molto elevato, i costi dei trattamenti per purificarlo sarebbero eccessivi e si preferisce in generale lasciare il gas *in situ* [24].

Dal punto di vista ambientale, il problema si pone quando la CO₂, estratta dal giacimento assieme al gas naturale e da questo separata per portare il gas a specifica commerciale, viene, secondo la pratica corrente rilasciata nell'atmosfera (*vented*) [2;7;8;14;25;26]. Il contenuto massimo di CO₂ ammesso per il trasporto via *pipelines* è infatti un limite imposto dai vari paesi e si aggira mediamente attorno al 2% circa (vol/vol).

In definitiva, in questi casi, la CO₂ già presente nel gas del giacimento, se viene immessa nell'atmosfera, va ad incrementare le emissioni precombustione e complessive.

L'entità di tale incremento dipende, ovviamente, dalla composizione del gas grezzo: in casi specifici, tale contributo può essere non trascurabile.

A tale proposito, vale la pena di citare il caso della Norvegia, dove la Statoil ha realizzato, sulla base delle ripercussioni economiche derivanti dagli impegni di riduzione delle emissioni di gas serra, il

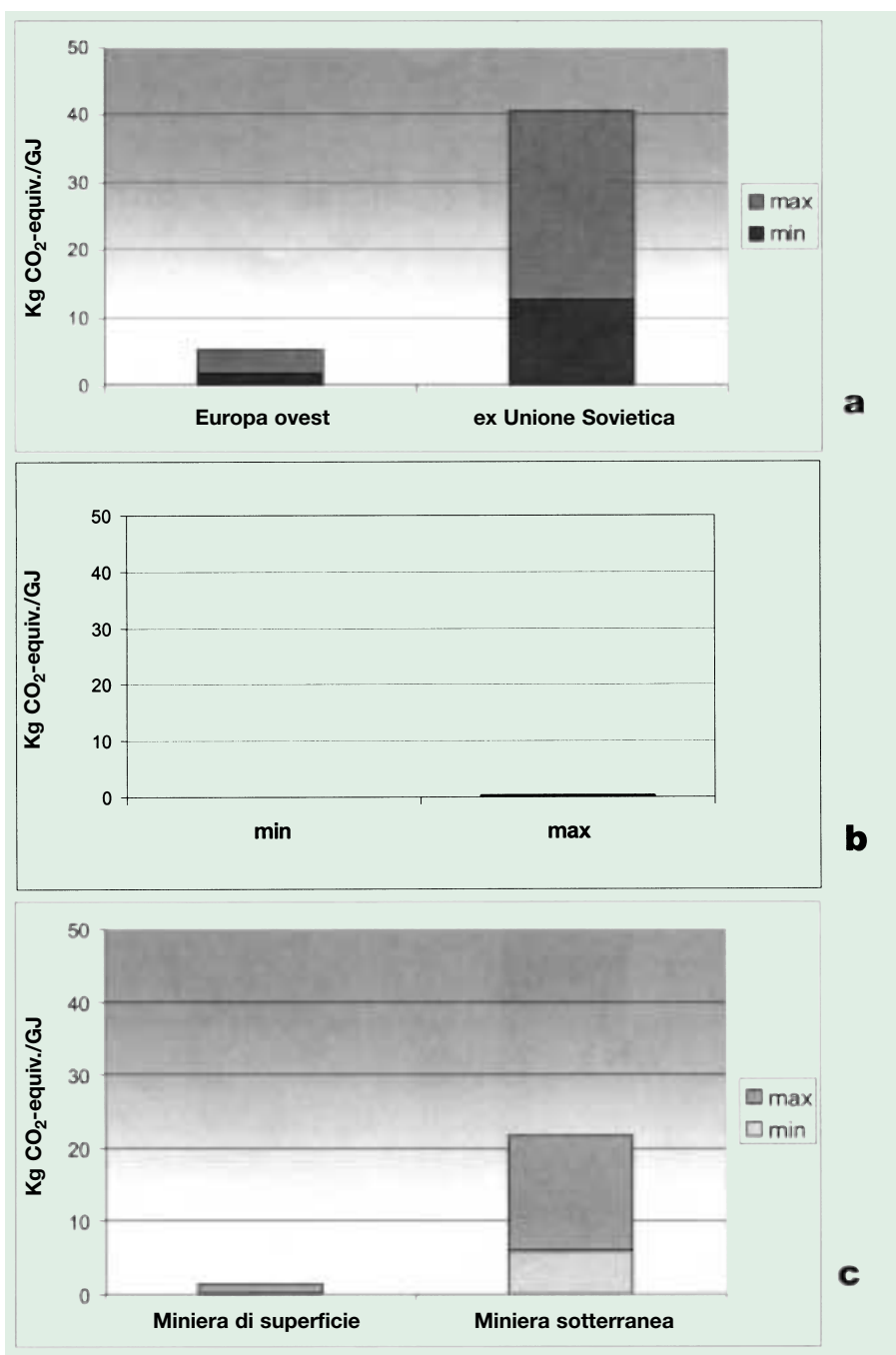


Fig. 6 - Intervallo della stima delle emissioni di metano nel segmento precombustione di: (a) gas naturale; (b) olio; (c) carbone.

primo progetto di larga scala per il sequestro geologico della CO₂ estratta, assieme al gas naturale, dal giacimento Sleipner Vest (una delle maggiori riserve di produzione di gas naturale del mare del Nord). Il gas del giacimento contiene infatti fino al 9% di CO₂ che deve essere ridotta al 2,5% per portare il gas a specifica di esportazione.

Nella pratica corrente, la CO₂ separata veniva immessa nell'atmosfera col risultato di incrementare le emissioni complessive norvegesi di circa il 3%. La decisione del governo norvegese di imporre una *carbon tax* sulle emissioni delle attività antropiche legate alla produzione di olio e gas, ha spinto la società petrolifera ad investire nel progetto Sleipner,

grazie al quale la CO₂, dopo separazione dal gas estratto, viene immessa (sequestrata) in una riserva acquifera profonda (Utsira), situata nella zona norvegese del mare del Nord. I costi di investimento sono stati recuperati nell'arco di circa un anno e mezzo [27].

Il progetto viene seguito con interesse a livello internazionale, poiché consente di verificare "sul campo" la stabilità del sequestro geologico della CO₂ in strati acquiferi profondi, soluzione tecnica che potrebbe rivelarsi determinante per catturare le emissioni di CO₂ da combustione. Numerosissimi sono gli studi e le iniziative in corso in tale direzione [8;28].

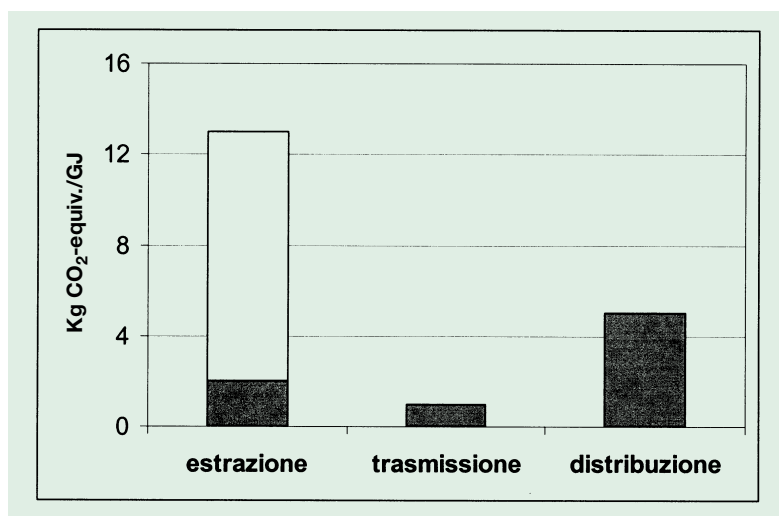


Fig. 7 - Emissioni di gas serra nel segmento precombustione del gas naturale australiano. L'intervallo del segmento estrazione riflette il contenuto minimo e massimo di CO₂ nel gas del giacimento (Elaborazione dei dati da [29]).

Il progetto Sleipner è dunque una delle dimostrazioni più evidenti delle ripercussioni economiche che le emissioni di gas serra (comprese quelle del segmento estrazione) possono assumere alla luce degli accordi sui cambiamenti climatici.

Per inquadrare quantitativamente l'entità e l'incertezza della stima delle emissioni *upstream* e l'influenza di alcuni fattori sito-specifici, confronteremo nel seguito alcuni dati sulle emissioni precombustione per gas naturale estratto in paesi diversi.

3.1. Gas australiano

La Figura 7 riporta i dati conclusivi di uno studio dell'Australian Coal Industry [29] sulle emissioni precombustione del gas naturale australiano.

Il gas grezzo ha un contenuto di CO₂ compreso tra circa 2% e 16% vol/vol, in funzione del giacimento.

Nel caso più sfavorevole (CO₂ al 16%), circa il

50% delle emissioni precombustione sono dovute alla CO₂ del giacimento immessa nell'atmosfera. Le emissioni complessive precombustione (CH₄+CO₂) sono comprese tra 8 e 17 Kg di CO₂-equiv./GJ, in relazione, rispettivamente, al contenuto minimo e massimo di CO₂ presente.

3.2. Gas nazionale

Elaborando i dati pubblicati dall'industria italiana del gas [30] (che riporta i dati disaggregati dei vari segmenti relativi al 1995), le emissioni complessive di gas serra (CH₄+CO₂) precombustione ammonterebbero a 6,4 Kg CO₂-equiv./GJ, così ripartite: 0,9 per l'estrazione; 0,7 per il trasporto; 4,8 per la distribuzione. Le emissioni di CO₂ sono legate prevalentemente al segmento produzione/trattamento (*flaring*); le emissioni di CH₄ principalmente a "trasporto/distribuzione". Le emissioni specifiche precombustione per il gas nazionale sono quindi infe-

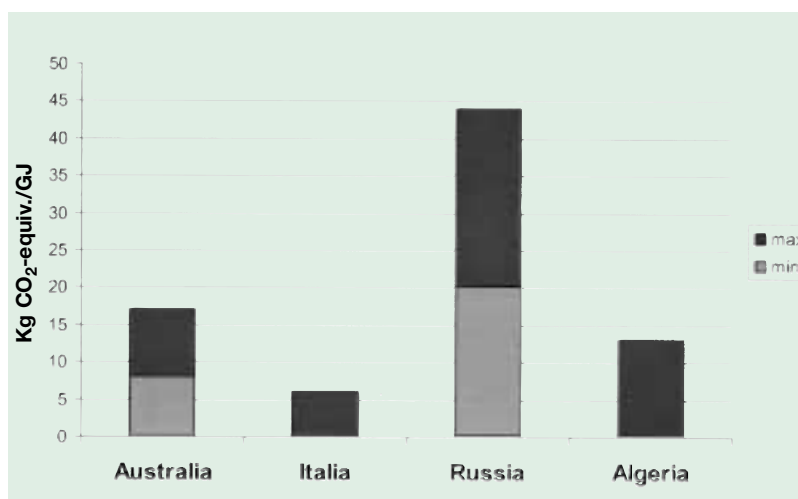


Fig. 8 - Emissioni di gas serra precombustione del gas naturale estratto in paesi diversi e caratterizzato da percentuali diverse di CO₂ nel gas del giacimento (vedi testo).

riori a quelle dello scenario australiano anche rispetto al caso relativo al contenuto minimo di CO₂ nel gas grezzo.

Quanto sopra sta a significare che l'*upstream* dell'industria italiana del gas è caratterizzato da una buona efficienza dei sistemi di controllo delle emissioni e che il gas italiano attualmente estratto è caratterizzato da un basso contenuto di CO₂.

3.3. Gas di importazione

L'Italia, fortemente dipendente dall'estero, importa da Russia e Algeria circa il 60% di gas naturale, caratterizzato (nel giacimento) da un contenuto medio-alto di CO₂ (6% per il gas algerino; fino al 20% per il gas russo [29]).

Dai dati di letteratura, si ricava che, nella produzione di gas naturale russo, le emissioni *upstream* sarebbero comprese nell'intervallo 20 - 44 Kg di CO₂-equiv./GJ di gas estratto.

Per il gas algerino (posto un contenuto medio di CO₂ del 6% nel gas del giacimento), le emissioni precombustione ammonterebbero a circa 13 Kg di CO₂-equiv./GJ.

Il confronto tra i dati relativi alle emissioni precombustione del gas naturale australiano, italiano, russo e algerino sono riportate nella Figura 8.

4. Segmento precombustione del carbone: emissioni di gas serra

Le emissioni di gas serra nello stadio precombustione del carbone sono costituite essenzialmente da metano (principale sottoprodotto del gas presente nelle vene carbonifere) prodotto nel corso del processo di carbogenesi assieme a quantità più modeste di CO₂, H₂O, idrocarburi superiori e gas inerti, presenti in proporzioni diverse in funzione del grado di evoluzione del processo (scheda della Figura 2).

In funzione di situazioni geologiche e geografiche specifiche, il gas presente nel giacimento può essere rilasciato nell'atmosfera (*vented*), bruciato (*flared*), nel qual caso le emissioni sono costituite principalmente da CO₂, o recuperato [3;6;18].

Quando il gas viene immesso tal quale nell'atmosfera, l'entità delle emissioni (metano), per unità energetica di carbone estratto, è, in generale, funzione del rango del carbone ed è maggiore nel caso del carbone estratto da miniera sotterranea, come risulta anche dalla Figura 6c, dalla quale risulta evidente l'ampio intervallo di variazione della stima basata sui fattori medi di emissione IPCC. Per inciso, circa il 90% della produzione mondiale di carbone deriva (dati 1990) per circa il 50% da miniere sotterranee e per circa il 40% da miniere di superficie [15].

Per quanto riguarda la presenza di CO₂ nel gas del giacimento, il problema è qualitativamente simile a quello del gas naturale. Esistono infatti anche nel caso del carbone giacimenti (ad esempio, in Australia, Francia e Polonia) nei quali il gas è caratterizzato da un elevato contenuto di CO₂ [3], formatasi attraverso un diverso processo evolutivo [31].

Analogamente a quanto è stato fatto per il gas naturale, possiamo valutare l'entità delle emissioni

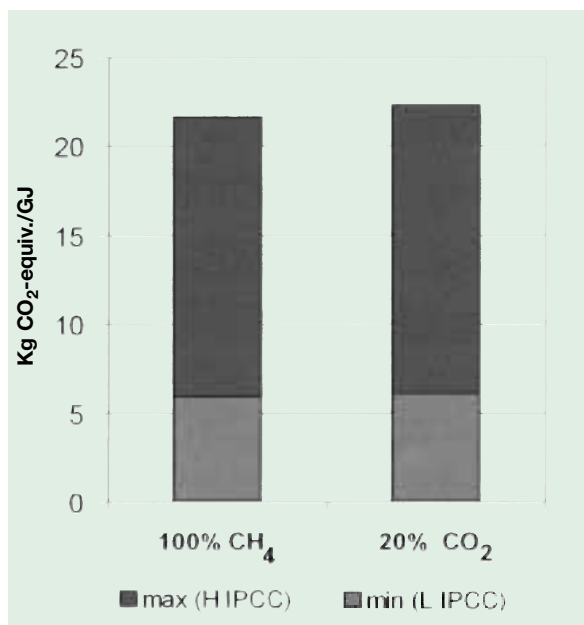


Fig. 9 - Intervallo di emissioni di gas serra nel segmento precombustione di carbone estratto da miniera sotterranea per percentuali diverse di CO₂ nel gas del giacimento.

precombustione del carbone.

La stima riportata nel seguito considera il caso più sfavorevole: si suppone cioè di estrarre il carbone da miniera *underground* (alla quale corrisponde il massimo rilascio di metano, Figura 6c) utilizzando i fattori di emissione del metano "basso" (L) e "alto" (H), rispettivamente (linee guida IPCC [20]), per due diversi contenuti di CO₂ (0 e 20%).

Nel calcolo sono incluse le emissioni di metano legate al *postmining* (cioè al trasporto del carbone dalla miniera fino al luogo di utilizzo), comunque meno rilevanti rispetto alla fase di estrazione (Figura 6c e scheda della Figura 2).

Le emissioni precombustione per unità di energia di carbone estratto sono riportate nella Figura 9.

È evidente che l'incremento legato alla presenza di CO₂ nel gas del giacimento è molto modesto rispetto al contributo del solo metano (a parità di energia estratta), come del resto era prevedibile a fronte del potere "riscaldante" del metano di 21 volte superiore a quello della CO₂ (in un orizzonte temporale di 100 anni).

5. Incidenza delle emissioni precombustione sulle emissioni complessive nel ciclo di vita del gas naturale e del carbone per la produzione termoelettrica

5.1. Gas naturale

Per valutare l'incidenza delle emissioni *upstream* sull'intero ciclo di vita per la produzione termoelettrica, supponiamo di utilizzare i diversi gas della Figura 8 per produrre energia, alimentando un impianto a ciclo combinato a turbina a gas (NGCC) con un'efficienza del 54% (*Best Available Technology*).

Il confronto è riportato graficamente nella Figura

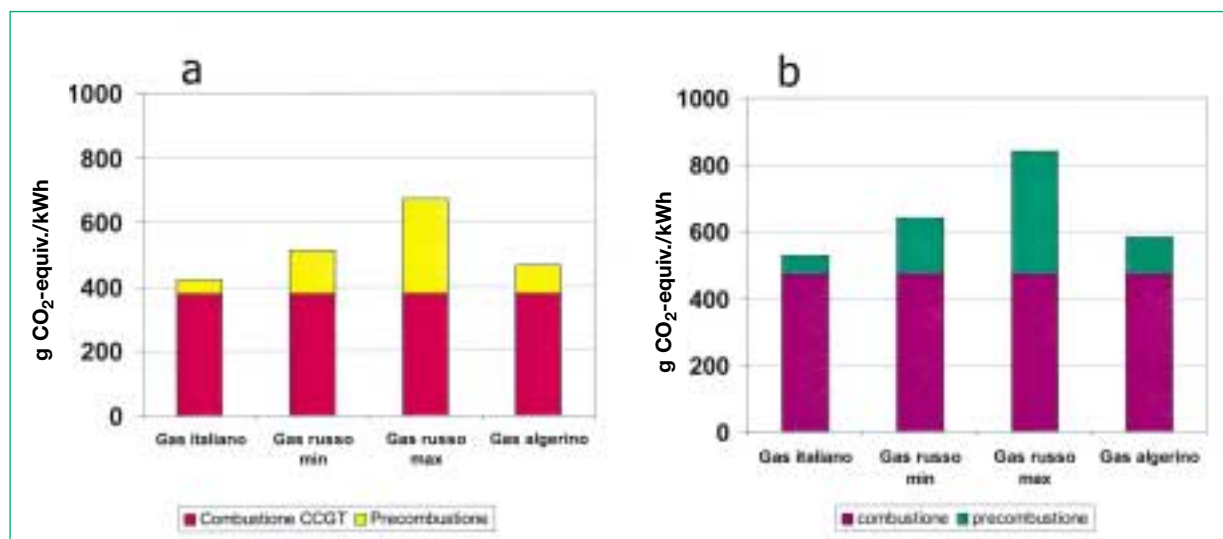


Fig. 10 - Ciclo di vita del gas naturale nazionale e di importazione ed emissioni di gas serra nella produzione termoelettrica : (a) impianto NGCC, rendimento: 54%; (b) media impianti a gas Italia 1999, rendimento: 43%.

10a. La stima è stata ottenuta dai dati precombustione della Figura 8, considerando un contributo di 380 g di CO₂-equiv./kWh per lo stadio combustione, sulla base dell'efficienza dell'impianto considerato (Figura 7 del rif.[1]).

È evidente che, considerando il ciclo di vita completo, le emissioni di gas serra *upstream* del gas importato dall'Algeria e ancor più quelle relative al gas di importazione russa danno un contributo più consistente alle emissioni complessive di gas serra rispetto al gas estratto e utilizzato in Italia. Nel caso del gas russo, in particolare, anche impiegando la migliore tecnologia disponibile, le emissioni possono arrivare a circa 670 g di CO₂-equiv./kWh, con un incremento di circa il 60% rispetto al gas estratto e impiegato in Italia.

Per quanto riguarda la variabilità della stima,

si noti che, nel caso del gas russo, ad esempio, il dato può essere espresso come 380 (da combustione) + 210 (media precombustione) +/- 80 g di CO₂-equiv./kWh, dove l'intervallo di variazione è stato calcolato come media dei valori minimo e massimo della Figura 10a.

Va tuttavia evidenziato che l'efficienza della tecnologia di combustione costituisce uno dei fattori più incisivi per ridurre le emissioni. Infatti, se i dati sopra elaborati vengono riportati al rendimento medio del parco centrali a gas del '99, pari al 43% [1], si ottiene il risultato mostrato nella Figura 10b. Il notevole incremento di efficienza delle nuove centrali a ciclo combinato (NGCC) consente dunque di ridurre in maniera consistente le emissioni di gas serra: nel caso peggiore (gas russo al 20% di CO₂ nel giacimento), impiegando la tecnologia NGCC

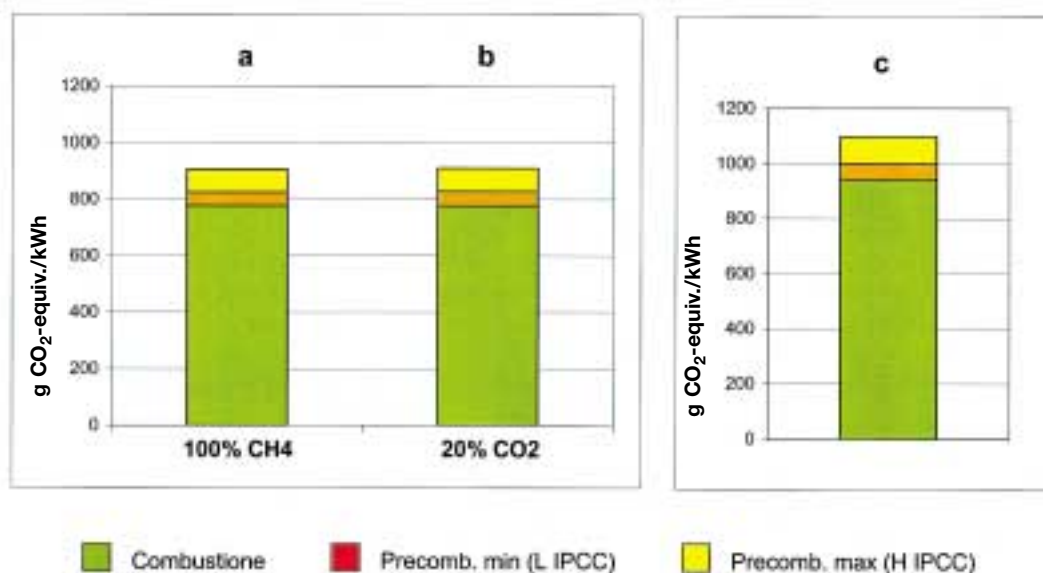


Fig. 11 - Emissioni di gas serra nel ciclo di vita del carbone estratto da miniera sotterranea impiegato nella produzione termoelettrica (a) e (b): impianto USC (rendimento 44%) per i due casi della Figura 9);(c) media impianti a carbone Italia '99 (rendimento 36%).

con rendimento del 54% (Figura 10a) si ottiene una riduzione delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del gas pari a circa 170 g CO₂-equiv./kWh, il 20% in meno per kWh prodotto rispetto alle emissioni medie del parco centrali a gas del '99.

5.2. Carbone

Analogamente a quanto è stato fatto nel caso del gas naturale, valutiamo le emissioni di gas serra nel ciclo di vita completo del carbone per uso termoelettrico, supponendo di impiegare un carbone estratto da miniera sotterranea (nei due casi della Figura 9) per produrre energia, alimentando un impianto ultrasuper critico (USC) con rendimento del 44%. I risultati sono riportati nella Figura 11a e 11b.

Risulta dunque che, nel caso più sfavorevole (estrazione del carbone da miniera sotterranea), in presenza di un gas nel giacimento costituito o da solo metano o da metano contenente il 20% di CO₂, le emissioni di gas serra nel ciclo di vita completo del carbone sono comprese tra circa 830 e 910 g di CO₂-equiv./kWh, di cui circa 780 da combustione.

Una valutazione analoga nel caso del carbone estratto da miniera di superficie (dove le emissioni precombustione sono molto più contenute, Figura 6c) porta a valori di emissioni complessive comprese tra circa 780 e 790 g di CO₂-equiv./kWh.

Da rimarcare che, come nel caso del gas, anche per il carbone l'efficienza della tecnologia di combustione gioca un ruolo sostanziale sulla riduzione delle emissioni. Se si confrontano infatti i dati della Figura 11a (USC, 44% rendimento) con quelli della Figura 11c (calcolati sulla base del rendimento medio delle centrali a carbone del '99, pari al 36%

[1]), si osserva che con USC si realizza una riduzione delle emissioni di gas serra di circa 190 g CO₂-equiv./kWh, pari al 17 % in meno per kWh prodotto rispetto al parco centrali a carbone del '99¹.

5.3. Confronto carbone-gas

Se confrontiamo l'intero ciclo di vita di carbone e gas naturale (Figure 10a e 11a, b), impiegando le migliori tecnologie disponibili per la produzione di energia, le emissioni complessive di gas serra ammonterebbero nel caso del gas naturale a circa 670 g di CO₂-equiv./kWh (caso peggiore: importazione dalla Russia, con percentuale di CO₂ nel gas da giacimento del 20%) e a circa 910 per il carbone (caso peggiore: estrazione da miniera sotterranea), con un rapporto [1: 1,3] tra le emissioni di gas serra [gas naturale/carbone].

È evidente che, rispetto al caso del gas naturale estratto e impiegato in Italia, il gas di importazione può comportare un marcato incremento in termini di gas serra.

In definitiva, riassumendo il complesso dei dati illustrati nel testo, l'intervallo di variabilità delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita, per energia netta prodotta, risulta quello rappresentato nella Figura 12, dove per il gas naturale è stato considerato un impianto NGCC (rendimento del 54%) e per il carbone un impianto USC (rendimento del 44%). Nei due casi, oltre alle emissioni da combustione,

¹ Per inciso, la centrale di Torre Valdaliga nord (Civitavecchia) che utilizza tecnologia supercritica opererà, secondo l'ENEL, con rendimento del 45% (Staffetta Quotidiana, 2 dicembre 2003).

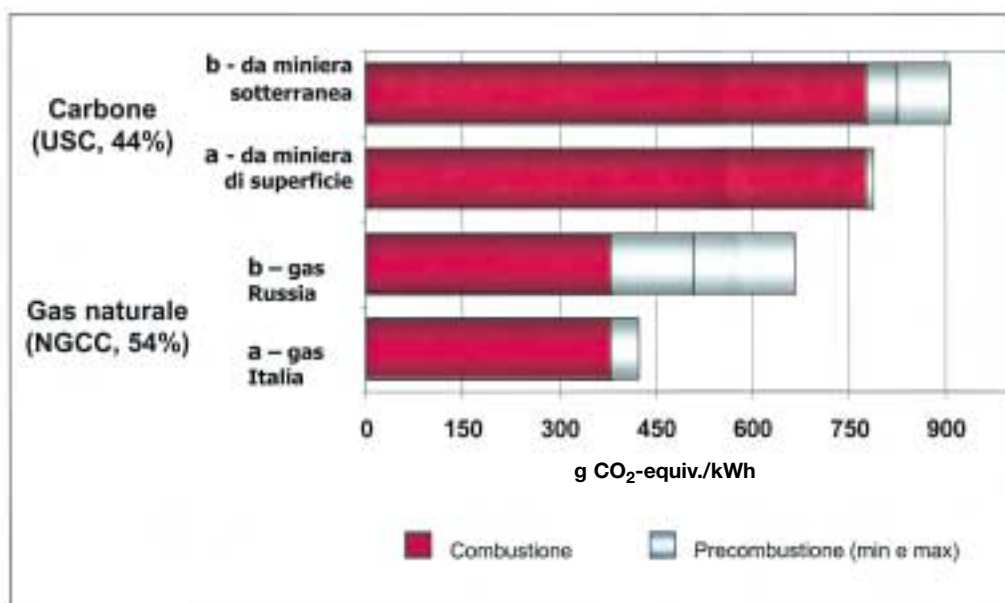


Fig. 12 - Potenziale intervallo di variabilità delle emissioni di gas serra nel ciclo di vita del gas naturale (NGCC, 54% rendimento) e del carbone (USC, 44% rendimento) per i casi limite (migliore e peggiore) ricavati dal complesso dei dati elaborati nel testo. Nel caso del gas russo, il valore massimo del segmento precombustione tiene conto del contributo massimo della CO₂ nel gas del giacimento (stimato attorno al 20% [29]).

Legenda:

Gas naturale: a) gas estratto e impiegato in Italia; b) caso limite del gas di importazione russa (vedi testo).

Carbone: a) estrazione da miniera di superficie; b) estrazione da miniera sotterranea

sono riportate le emissioni precombustione: nel caso del gas naturale, il grafico (a) si riferisce al gas estratto e impiegato in Italia; il grafico (b) evidenzia il caso limite del gas russo (per il quale il valore massimo del segmento precombustione tiene conto di un contenuto del 20% di CO₂ nel giacimento [29]). Per il carbone, il grafico (a) riporta le emissioni precombustione del combustibile estratto da miniera di superficie e il (b) quelle del carbone estratto da miniera sotterranea (minimo e massimo).

Come considerazione conclusiva, vale la pena di sottolineare che, se gli esempi presentati mostrano con tutta evidenza che l'entità delle emissioni precombustione può assumere un'incidenza rilevante, resta il fatto che la variabilità dei dati, più volte rimarcata, pone il problema dell'accuratezza dei dati medesimi, aspetto affatto trascurabile alla luce dello scenario globale delineato dagli accordi di riduzione del Protocollo di Kyoto, che introduce due elementi chiave influenzati dall'affidabilità dei dati: i permessi/crediti di emissione e il costo dei medesimi, stimati, ad oggi, attorno a 40 \$/tonnellata di CO₂ [32].

6. Conclusioni

I dati presentati evidenziano alcuni elementi critici del segmento precombustione dei combustibili fossili nella produzione di energia che, oltre a riflettersi sul ciclo di vita complessivo, possono avere concrete ripercussioni sui meccanismi di transazione delle emissioni previsti dagli accordi del Protocollo di Kyoto.

Tali aspetti possono essere così riassunti:

- Le emissioni di gas serra precombustione (costituite prevalentemente da CH₄ e CO₂) possono costituire una frazione consistente delle emissioni complessive del ciclo di vita. Le fonti e l'entità di tali emissioni, specie nel segmento estrazione/produzione, sono fortemente sito-specifiche: dipendono infatti dalle particolari scelte di lavorazione e dai trattamenti effettuati sul campo, dalle diverse pratiche correntemente adottate (*flaring* e *venting*), dall'efficienza dei sistemi di riduzione/controllo, dalle infrastrutture presenti, dalla composizione peculiare del gas grezzo (CO₂/CH₄) presente nel giacimento, nonché dalle procedure adottate per quantificarle.

- La stima di tali emissioni ottenuta a partire da fattori di emissioni medi può dunque essere affetta da un grado di incertezza più o meno rilevante. Questo aspetto viene riconosciuto dallo stesso IPCC, l'organismo ufficialmente preposto da UNFCCC alla stesura delle linee guida per la realizzazione degli *inventari nazionali delle emissioni*, inventari che, al momento, contengono i dati ufficiali di "contabilizzazione" delle emissioni per i circa 150 paesi firmatari della convenzione sui cambiamenti climatici e che costituiscono la base di riferimento per monitorarne l'evoluzione.

- Nello studio del ciclo di vita, la valutazione delle emissioni legate alla produzione di energia termoelettrica non può prescindere dall'efficienza della tecnologia di combustione impiegata, fattore che gioca un ruolo chiave nella riduzione delle emissioni. In

altre parole, anche i dati delle emissioni specifiche precombustione vanno riferiti all'energia netta prodotta, che è funzione della tecnologia impiegata.

Per esemplificare, nel caso limite del gas di importazione russa (che rappresenta circa il 30% delle importazioni nazionali di gas naturale), la stima delle emissioni di gas serra precombustione è compresa tra circa 32 +/- 12 Kg di CO₂-equiv. (+/- 32%) per GJ di gas estratto. Dunque, se si suppone di bruciare tale gas con la migliore tecnologia disponibile (ciclo combinato a turbina a gas con rendimento del 54%), le emissioni di gas serra (precombustione + combustione) per il gas di importazione russa ammonterebbero a circa 590 +/- 80 g di CO₂-equiv./kWh, rispetto ad un valore di circa 420, se il gas fosse prodotto e utilizzato in Italia. Pur sottolineando che il caso del gas russo rappresenta un caso limite, l'elevato intervallo di variabilità individuato, che risente sia dell'intervallo di variabilità dei fattori IPCC sia del potenziale contributo della CO₂ nel gas del giacimento (stimato attorno al 20% circa [29]), rende evidente la necessità di disporre di dati più affidabili per poter quantificare le emissioni precombustione.

Nel caso del carbone, le emissioni precombustione, calcolate da fattori IPCC, sono comprese tra circa 1 e 16 Kg di CO₂-equiv./GJ di carbone estratto (per estrazione da miniera di superficie e sotterranea, rispettivamente). Bruciando il carbone in impianto UltraSuperCritico (con rendimento del 44%) le emissioni di gas serra sarebbero comprese tra circa 780 e 910 g di CO₂-equiv./kWh, nei due casi limite considerati di cui circa 780 da combustibile.

L'esigenza di disporre di dati affidabili sulle emissioni assume un ruolo ancor più significativo alla luce dei meccanismi di transazione delle emissioni previsti per ridurre le emissioni e rientrare negli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

La prevista riduzione delle emissioni comporta infatti un impegno nazionale complesso e gravoso, che dovrebbe essere alleggerito alla luce degli interventi previsti dalla delibera CIPE del 2002 [33]. Tale provvedimento, puntando sui meccanismi flessibili, incentiva infatti le imprese ad acquisire crediti di riduzione delle emissioni investendo in tecnologie avanzate (anche) all'estero, dove esistono le maggiori potenzialità di intervento (con costi marginali decisamente inferiori) rispetto allo scenario nazionale, caratterizzato da standard di efficienza energetica già mediamente più elevati rispetto alla media europea [34;35].

Per quanto riguarda il settore *upstream*, in particolare, la delibera CIPE ha espressamente previsto la possibilità che le imprese possano acquisire crediti di riduzione attraverso progetti di JI (*Joint Implementation*) e CDM (*Clean Development Mechanism*) "di *gas flaring* e *gas venting* in pozzi di estrazione del petrolio", progetti che coinvolgono, rispettivamente, i cosiddetti paesi "Annex I" (cioè i paesi industrializzati e i paesi con economia di transizione, Russia compresa) e quelli in via di sviluppo. Per tali progetti, l'ammontare dei crediti di carbonio già definiti dalla delibera CIPE è pari a

12 Mt di CO₂-equiv. Un ulteriore contributo, pari a 10-20 Mt di CO₂-equiv., è previsto come misura aggiuntiva.

Da progetti JI e CDM del settore *upstream* potrebbero dunque derivare buone opportunità per le imprese [34] e un consistente contributo a favore del paese per rientrare negli obiettivi del Protocollo di Kyoto al 2008-2010 (- 93 Mt di CO₂-equiv. complessive).

Dunque, a fronte delle ricadute economiche legate agli impegni del Protocollo di Kyoto e a garanzia sia delle imprese che investiranno in nuove tecnologie per la realizzazione di tali progetti sia dei finanziamenti pubblici destinati ad incentivare tali investimenti, è indispensabile che i dati delle emissioni siano affidabili.

Ciò richiede, evidentemente, che vengano adottate procedure omogenee di misura/controllo a livello internazionale che consentano di disporre di dati di emissione certificati.

In altre parole, solo se i dati sulle emissioni sono affidabili, il sistema dei meccanismi di scambio può funzionare e solo così si potrà avere una ragionevole certezza del reale perseguimento degli obiettivi ambientali che il Protocollo di Kyoto si prefigge, i cui costi ricadranno di fatto sull'intero paese.

BIBLIOGRAFIA

- [1] T. ZERLIA, Riv. Combustibili (2003), 57, 3.
- [2] *Flaring&venting in the oil&gas exploration & production industry*, Report no. 27/288, International Association of Oil&Gas Producers, January 2000.
- [3] *Greenhouse gas emissions factors for coal - The complete fuel cycle*, IEA Coal Research, London, 1997.
- [4] *Annual European Community Greenhouse Gas Inventory 1990-2000*.
- [5] www.eia.doe.gov/pub/international/iea2001/table41.xls
- [6] C. HENDRIKS, D. DE JAGER, *Economic Evaluation of Methane Emission Reduction in the Extraction, Transport and Distribution of Fossil Fuels in the EU Bottom-up Analysis*- Final Report, Ecofys, The Netherlands, 2001.
- [7] *Putting carbon back into the ground*, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, February 2001.
- [8] IPCC workshop on *Carbon dioxide capture and storage*, Proceedings, Regina CANADA, November 18-21, 2002.
- [9] ww.eni.it/italiano/ambiente/energia/zero_gas.html.
- [10] P. WEBSTER, Science (2002), 296, 2129.
- [11] *Estimating Methane Emissions from the Russian Natural Gas Sector*, Pacific Northwest National Laboratory, 2001.
- [12] V. I. RABCHUK, N. I. ILKEVICH, Y. D. KONONOV, *A Study of Methane Leakage in the Soviet Natural Gas Supply System*, prepared for the Battelle Pacific Northwest Laboratory, Siberian Energy Institute, Irkutsk, USSR, 1991.
- [13] K. RITTER, M. LEV-ON, S. NORDRUM, T. SHIRES, *Development of a consistent methodology for estimating greenhouse gas emissions from oil and gas industry operations*, 11th Annual Emission Inventory Conference, Atlanta, Georgia, April 16-18, 2002.
- [14] *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry*, April 2001, American Petroleum Institute, Washington, DC.
- [15] *IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*, 2000.
- [16] *IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*.
- [17] *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.
- [18] *U.S. Methane Emissions 1990-2020: Inventories, Projections, and Opportunities for Reductions*, EPA 430-R-99-013, September 1999.
- [19] *Methane emissions from the natural gas industry*, Vol. 9, Underground Pipelines, EPA Report No. EPA-600/R-96/080i.
- [20] *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Reference Manual.
- [21] C. M. WHITE, B.R. STRAZISAR, E.J. GRANITE, J. S. HOFFMAN, H.W. PENNLIN, J. Air Waste Management Association (2003), 645.
- [22] *Carbon sequestration - An option for mitigating global climate change*, R. L. KANE, D. E. KLEIN (www.aiche.org/cep/ June 2001, 47).
- [23] E. N. TIRATSOO, *Natural Gas - A study*, Scientific Press Ltd. Beaconsfield, England 1972.
- [24] Staffetta Quotidiana, 11 ottobre 2003.
- [25] script3.fttech.net/~ieagreen/project_specific.php4?project_i6=26.
- [26] www.ghgprotocol.org/docs/GHG_RP_ProjectTypology_TOR_0301_hs_sg.doc.
- [27] M. CUMO, F. SANTI; G. SIMBOLOTTI, La Tecnica (2003), 33.
- [28] *Carbon sequestration - Technology roadmap and program plan*, NETL-US-DOE, 2003.
- [29] ciss.com.au/ref/static/reports/public/acarp/acarp2.html.
- [30] Rapporto SNAM "Salute Sicurezza Ambiente", 1998.
- [31] <http://www.minerals.nsw.gov.au/minfacts/44.htm>.
- [32] Staffetta Quotidiana, 23 settembre 2003.
- [33] Delibera CIPE 19 dicembre 2002, n.123.
- [34] C. CLINI, Convegno su *I permessi negoziabili di emissione*, Milano, 26 giugno 2003.
- [35] R. FUSCO, Convegno su *I permessi negoziabili di emissione*, Milano, 26 giugno 2003.