

Aspetti ambientali del ciclo del gas naturale

**“Riprendere la strada per Kyoto:
il ruolo del gas naturale”**

Seminario nazionale - Roma 6 luglio 2005
Revisione dicembre 2005

Relazione introduttiva al seminario
GIUSEPPE ONUFRIO – Direttore ISSI

Contenuti

- 1. Sintesi e conclusioni**
- 2. Introduzione. Il gas naturale a livello globale e italiano**
- 3. Emissioni di gas a effetto serra e di altri inquinanti**
- 4. Il quadro italiano**
- 5. Appendice – Le emissioni dall'intero ciclo di vita**
- 6. Riferimenti bibliografici**

1. SINTESI E CONCLUSIONI

Il presente lavoro si focalizza sul tema delle emissioni di gas a effetto serra e di altri inquinanti ciclo del gas naturale, confrontate con le emissioni da carbone, nelle fasi di precombustione e di combustione in impianto, a parità di energia prodotta. Si considera sia l'approvvigionamento attuale di gas naturale che è prevalentemente via gasdotto, che di gas naturale liquefatto (GNL) trasportato da nave metaniera. Esula dagli scopi del presente lavoro una analisi del ciclo di vita delle diverse opzioni, che includa anche la costruzione e lo smantellamento degli impianti necessari al ciclo di produzione energetica e lo smantellamento a fine vita.

Da alcune parti si è sottolineato come in fase di precombustione, il gas naturale presenti uno svantaggio tale da ridurre in modo consistente il suo vantaggio sul carbone in fase di combustione. Una parte di queste analisi si basano su stime vecchie e in parte errate effettuate sul gasdotto russo. Gli interventi effettuati dalla seconda metà degli anni '90 e una più accurata valutazione delle emissioni conducono a stime più moderate e le misure indipendenti effettuate negli anni recenti mostrano valori delle perdite inferiori al passato.

Considerando le diverse stime presenti in letteratura, emerge la situazione espressa nel quadro di sintesi parte A.

QUADRO DI SINTESI (A)		
EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA gCO ₂ eq/kWh		
Fonte	intervallo valori	valore scelto
CARBONE		
fasi precombustione	29-141	75
da USA	79-82	
combustione	754-807	770
totale		845
GAS NATURALE		
fasi precombustione		
da gasdotto	40-86	51
GNL	61-105	83
mix 30%GNL		60-66
combustione	337-368	368
totale		419-451
con mix 30% GNL		428-434

Dall'analisi comparata dei diversi lavori sul tema si nota come, anche tenendo conto delle fasi precombustione, il vantaggio del gas sul carbone, considerando le tecnologie stato dell'arte, rimane notevole presentando un "peso" di circa il 51% di quello del carbone, che dunque in questi termini pesa circa il doppio del gas.

Anche con una quota del 30% di GNL il contributo delle fasi precombustione - valutato con una media ponderale - passerebbe dagli attuali 51 (come calcolati da Meli, 2005) a un valore dell'ordine di 60-66 gCO₂eq., e dunque con un incremento del tutto marginale.

In sintesi emerge come il peso ambientale nelle fasi di precombustione del GNL non è superiore a quello del trasporto su lunga distanza su gasdotto che è quello con il quale, per ragioni di convenienza economica, può confrontarsi.

Analizzando le emissioni degli altri inquinanti il vantaggio ambientale del gas risulta ancora aumentare, nonostante i grandi progressi nelle tecnologie di controllo delle emissioni ottenute dagli impianti a carbone di nuova generazione.

Nel quadro di sintesi B si riportano sia le emissioni dei principali inquinanti (si omettono quelle dei metalli pesanti tra cui il mercurio, specifiche del solo carbone) e se si trasformano in termini di esternalità monetarie (adottando i valori minimi di Externè e fissando la CO₂ a 20 €/tonnellata): il rapporto tra gas e carbone – considerando le migliori tecnologie - sale ulteriormente, *col carbone che presenta un peso quasi triplo rispetto al gas (0,8 del gas rispetto a 2,3 €cent/kWh del carbone).*

QUADRO DI SINTESI (B) - VALUTAZIONE DELLE ESTERNALITA'					
EMISSIONI SPECIFICHE E COSTI MONETARI ESTERNI					
	SO ₂	NOx	PM	CO ₂	
EMISSIONI SPECIFICHE	mg/kWh	mg/kWh	mg/kWh	g/kWh	
Carbone USC	280	420	71	770	
Gas CC	2	95	1	368	
	SO ₂	NOx	PM	CO ₂	Totale
COSTI ESTERNI	€cent/kWh	€cent/kWh	€cent/kWh	€cent/kWh	€cent/kWh
Carbone USC	0,3	0,4	0,1	1,6	2,3
Gas CC	0	0,1	0	0,7	0,8

Il peso ambientale del kWh da impianti convenzionali a carbone, invece, risulta *circa 5 volte superiore* a quello dei nuovi impianti a gas a ciclo combinato, usando le stesse ipotesi.

Se si considera dunque una *politica ambientale integrata* – che tenga conto del complesso delle emissioni di inquinanti – il contributo del gas naturale è ancora più rilevante. L'espansione del gas naturale in tale settore consentirebbe infatti una sensibile riduzione, oltre che delle polveri, anche dei gas acidificanti che sono anche precursori del particolato fine secondario, che com'è noto costituisce una vera e propria "emergenza ambientale" delle nostre città.

Il settore elettrico italiano sarà largamente basato sul gas naturale, le cui tecnologie di utilizzo sono le più efficienti e pulite tra le fonti fossili e le meno costose dal punto di vista economico. Se dunque i cicli combinati a gas consentono di attenuare la distanza da Kyoto che si avrebbe avuto con il massiccio ricorso al carbone che avrebbe fatto perdere al Paese la possibilità di rimanere dentro il “percorso di Kyoto”, è necessario imprimere un forte impulso alle fonti rinnovabili e all’efficienza negli usi finali di energia.

Anche nel settore dell’autotrazione, dove si registra oggi uno stop degli incentivi governativi per la diffusione di metano e gpl, il contributo alla riduzione delle emissioni di polveri sottili – vera e propria emergenza nazionale - può essere rilevante: i nuovi ecodiesel euro-4 emettono comunque circa 80-110 volte le polveri di un’auto a benzina euro-0 a fronte di emissioni sostanzialmente nulle dal gas metano e dal gpl

In questo quadro di centralità del gas naturale, lo sviluppo della capacità di rigassificazione rappresenta un elemento strategico per integrare una politica di diversificazione delle aree di approvvigionamento di gas naturale per il nostro Paese, che ha un solo impianto funzionante da circa 30 anni. L’elevato standard di sicurezza raggiunto dalle tecnologie e dai sistemi, il pressoché nullo rischio del GNL di indurre impatti ambientali irreversibili o che richiedano tempi lunghi di recupero (uno sversamento in mare non ha tali effetti) e la coesistenza, nei porti dei grandi Paesi importatori, di impianti di rigassificazione con le più svariate attività, è segno di piena maturità industriale e di affidabilità ambientale.

2. INTRODUZIONE: LE FONTI ENERGETICHE E IL GAS NATURALE A LIVELLO GLOBALE E ITALIANO

Riepiloghiamo qui brevemente lo stato delle risorse energetiche su scala globale e italiana, approfondendo in particolare la situazione del gas naturale. Le risorse provate delle fonti energetiche non rinnovabili, com'è noto, sono soggette a continue variazioni con la scoperta di nuovi giacimenti o l'accertamento quantitativo di risorse non ancora provate.

In tabella 1 riportiamo le quantità delle risorse accertate per le principali fonti energetiche non rinnovabili, il rapporto tra risorse e consumo attuale espresso in anni all'esaurimento, e la quota attuale di copertura del consumo primario di energia a scala globale.

Se fino a 10-15 anni fa il rapporto tra risorse e consumi – e cioè gli anni che ci vogliono a esaurire la risorsa ai tassi attuali di consumo - per la fonte petrolifera era considerata una sottostima perché le riserve provate hanno avuto una tendenza alla crescita a fronte di una dinamica contenuta dei consumi, questo oggi, com'è noto, non è più vero.

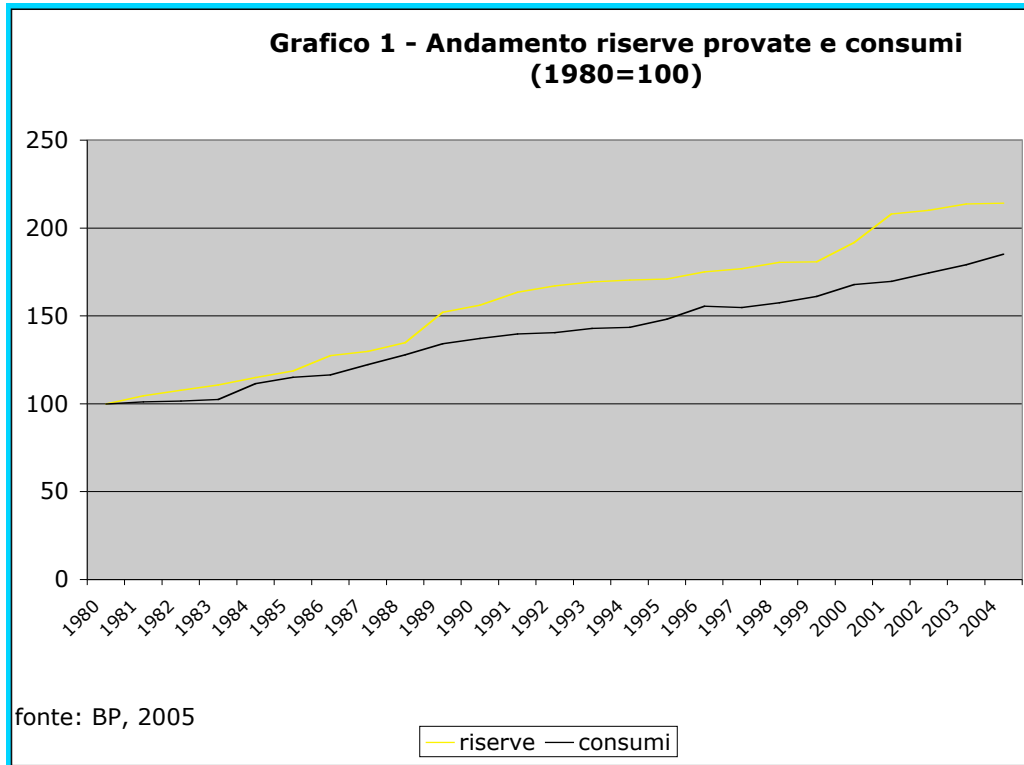
La dinamica del consumo di energia è in rapido aumento per sostenere la crescita economica dei paesi emergenti come Cina, India e Brasile; allo stesso tempo le riserve provate hanno smesso di crescere non essendo stati più scoperti e da tempo giacimenti giganti.

TABELLA 1 - LE RISORSE NON RINNOVABILI				
Fonte energetica	Risorse	Consumo	R/C (anni)	quota % consumo
Petrolio (Gt)	148	3,5	41	34,9
Carbone (Gt)	909	4,8	189	23,5
Gas naturale (tcm)	171	2,6	66	21,2
Uranio Mt	2,5	0,07	36	6,8
Nota: quota consumo energia primaria nel 2002				
Gt: miliardi di tonnellate; Mt: milioni di tonnellate;				
tcm: migliaia di miliardi di m3				
Fonte: Clerici 2005, IEA 2004				

Se si considerano anche le riserve di Uranio estraibili al triplo del prezzo attuale, il rapporto tra risorse e consumo sale a circa 47 anni per le tecnologie oggi commerciali. La possibilità di utilizzare il Plutonio come combustibile o di sviluppare tecnologie basate sull'Uranio naturale non vengono qui considerate sia per i fallimenti tecnologici già verificatisi (a partire dal Superphénix francese e dal Monju giapponese) ma soprattutto per l'elevato potenziale di proliferazione atomica che comportano.

Per quanto riguarda il gas naturale, con le riserve addizionali il rapporto risorse/consumi sale a circa un secolo, mentre con le risorse potenziali si giunge a quasi due secoli (WGC, 2003).

Nel grafico 1 si riporta l'andamento delle riserve provate e dei consumi di gas naturale a scala globale dal 1980 al 2004. Nell'ultimo decennio l'aumento medio annuo della crescita delle riserve provate è stato del 2,6% annuo, rispetto alla media del decennio precedente (1984-1994) di 4,8%.



Va notato come, nell'ultimo decennio, l'incremento medio annuo dei consumi di gas è stato del 2,4%. Nel complesso del periodo considerato, comunque, l'andamento di riserve e consumi è andato di pari passo.

In tabella 2 si riportano i principali Paesi produttori, ai quali si sono affiancati anche alcuni dei paesi emergenti come India e Cina e come riferimento, anche l'Italia.

Come si vede, nei primi tre Paesi produttori, quelli dell'ex URSS, Iran e Qatar mettono insieme il 62,3% delle riserve provate. La ratifica da parte della Federazione Russa del Protocollo di Kyoto è dunque un elemento politico assai rilevante che richiederebbe un coordinamento della politica europea sul gas naturale.

TABELLA 2 RISERVE PROVATE DI GAS NEI PRINCIPALI PAESI		
fonte: BP, 2005		
Paese	tcm	quota
ex URSS	58,5	32,6%
Iran	27,5	15,3%
Quatar	25,8	14,4%
Arabia Saudita	6,8	3,8%
USA	5,3	2,9%
Nigeria	5,0	2,8%
Algeria	4,6	2,5%
Venezuela	4,2	2,4%
Iraq	3,2	1,8%
Cina	2,2	1,2%
Egitto	1,9	1,0%
Libia	1,5	0,8%
India	0,9	0,5%
Italia	0,2	0,1%

Per quanto riguarda l'approvvigionamento di gas in Italia, nel 2003 la situazione era quella rappresentata in tabella 3A e in tabella 3B, gli impieghi nei diversi settori.

TABELLA 3(A) - PROVENIENZA DEL GAS NATURALE IN ITALIA - 2003		
Fonte: SRG cit in Meli 2005		
Provenienza	mld m ³	%
Algeria	21,9	28,6%
Federazione Russa	22,1	28,9%
Nord Europa	14,9	19,5%
GNL da Algeria e Nigeria	3,6	4,8%
Prod Italiana	13,9	18,2%
Totale	76,3	

L'uso del metano in Italia è concentrato negli usi civili - residenziale e terziario – nella produzione di energia elettrica e, per una quota lievemente inferiore, come combustibile per l'industria.

TABELLA 3(B) USO DEL METANO IN ITALIA 2003	
fonte: UP, 2005	
settore	mld m3
usi civili	28,5
industria usi en.	20,6
prod. energia el.	25,8
sintesi chimica	1,1
altri	1,4

La quota di gas naturale liquefatto (GNL) importata attualmente in Italia è abbastanza limitata a meno del 5%, che viene scaricata nell'impianto di Pangallia in Liguria (SNAM).

L'impiego del GNL è in rapido sviluppo in molte aree del mondo – oltre quelle che da sempre dipendono esclusivamente dal GNL come il Giappone; la situazione attuale è rappresentata in tabella 4.

TABELLA 4 - IMPORTAZIONI DI GNL DEI PRINCIPALI PAESI - 2004	
Fonte: Cedigaz, dati provv. Cit in BP 2005	
Paese	mld m³
USA	18,47
Belgio	2,85
Francia	7,63
Grecia	0,55
Italia	5,90
Portogallo	1,31
Spagna	17,51
Turchia	4,27
Giappone	76,95
Corea Sud	29,89

3. EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA E DI ALTRI INQUINANTI DAL CICLO DEL GAS NATURALE

L'analisi delle emissioni dal ciclo di produzione, processamento, trasporto e utilizzo del gas naturale è stato oggetto di diversi studi. In questo paragrafo si fa una sintesi e una comparazione dei risultati dei principali studi, con un confronto rispetto alle emissioni provenienti dal ciclo del carbone.

In linea di massima le emissioni sono normalizzate rispetto alla produzione di elettricità in impianti allo stato dell'arte, tranne dove esplicitamente menzionato. Distingueremo tra le emissioni indotte nella fase precombustione e dunque a monte dell'utilizzo in centrale, e le emissioni da combustione.

L'approccio LCA è certo quello più corretto per le analisi ambientali dei cicli tecnologici ed energetici; da alcune parti si sottolinea come includendo le stime delle emissioni dovute alle perdite di gas (in particolare dal gasdotto russo), il vantaggio ambientale del gas sul carbone è significativamente inferiore a quello che si desume dal solo confronto delle emissioni da combustione per le quali il rapporto carbone/gas è 2 a 1 (FRI, 2003).

Ci limiteremo in questo paragrafo alle sole emissioni di inquinanti aeriformi – trascurando gli altri aspetti ambientali relativi all'occupazione di territorio, produzione di rifiuti e inquinamento dell'acqua – escluso un rapido accenno ai flussi di materiali; non si affrontano nemmeno i rischi sanitari connessi ai cicli di produzione che esulano dagli scopi del presente studio.

3.1 Le emissioni precombustione

Il ciclo del gas naturale

Il tema delle perdite di gas dai metanodotti impiegati per il trasporto su lunga distanza è stato sollevato già a partire dall'inizio degli anni '90 a proposito del gasdotto russo. Com'è noto, il gas naturale – costituito per la gran parte da metano (CH₄) - è un potente gas a effetto serra, 21 volte più potente della CO₂ a parità di peso.

Già a partire dal 1995, Gazprom – la società russa che gestisce il gasdotto – è intervenuta con diverse misure per ridurre le perdite di gas naturale le quali, oltre a rappresentare un problema ambientale costituiscono anche una perdita economica. Recentemente è stata svolta una indagine indipendente – tra il 2002 e il 2004 – da parte di due autorevoli istituti tedeschi, il Wuppertal Institut e il Max Plank Institut (Lechtenböhmer et al., 2004).

Dalle analisi condotte risulta che le perdite registrate nel gasdotto russo fino alla frontiera occidentale sono limitate allo 0,7% stima inferiore a quelle precedenti. Questa perdita corrisponderebbe a un'emissione equivalente di CO₂ di circa 100 g per m³ importato e circa 20 gCO₂ per kWh elettrico prodotto. Tentato conto delle perdite della distribuzione intera in Germania, il gas emesso è circa l'1% di quello in input.

Le emissioni fuggitive dai pozzi di gas metano, così come le quelle di CO₂ separata dal gas e riemessa in atmosfera dall'impianto di estrazione, fanno parte dell'inventario del Paese produttore, secondo la metodologia IPCC

(2000)*. E pertanto possono essere oggetto di progetti di riduzione delle emissioni da perseguire coi meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto. Come si vede dalla tabella nella figura seguente, una parte significativa di emissioni dalle fasi precombustione del ciclo del gas è largamente migliorabile e in molti casi a costi economicamente sopportabili o con un guadagno netto nel ciclo di vista dell'investimento (costi negativi).

Industry Activity	Technical Potential (% reduction)	Economic Potential (% reduction)	Range of Mitigation Costs (\$) *
Exploration	40	0	300
Associated Gas	50-90	50	-2000 to 400
Process Vents & Flares	70 (vents)	60	-90 to +500
Maintenance	20	20	-190
Electricity and Fuel Use	20	15	-215 to +350
Compressors	90	80	-215 to +35
Pneumatic Devices**	98	75	-375
System Upsets	70	0	1500
Fugitive Emissions	90	5	-270 to 2235

* A negative value signifies a financial benefit. Values calculated over the expected project lifetime, and at a discount rate of 5%.

** Pneumatic device technical potential figure from Oil and Gas Journal, August 28, 2000.

Source: IEAGHG Program. Table can be found at <http://www.ieagreen.org.uk/ch4-3.htm>.

FIGURA 1 – Potenziale tecnico di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nelle fasi di estrazione, processamento, trasporto e distribuzione del gas naturale, potenziale economicamente conveniente, e range dei costi della mitigazione delle emissioni (Tabella tratta da IEA, 2003)

La possibilità di ridurre le emissioni sia quelle fuggitive che quelle dovute ai consumi energetici nella fase di distribuzione e trasporto, si associa al recupero energetico nella fase di distribuzione nel Paese importatore: a) nei gasdotti attraverso il recupero energetico (con turboespansori tipicamente della taglia di 1-2 MW) della decompressione del gas nelle stazioni che derivano il gas per la distribuzione locale; b) per il GNL con un recupero delle frigorie prodotte nella fase di rigassificazione (che raggiunge punte di 150 MW frigogeni).

Per quanto riguarda la situazione italiana, le perdite della rete interna di distribuzione sono dell'ordine dello 0,2% (Snam cit. in Apat, 2005); considerando tutte le emissioni dovute al trasporto su lunga distanza dalla Russia, *comprese quelle per il consumo energetico del trasporto stesso che sono prevalenti rispetto alle emissioni fuggitive di gas*, l'emissione associata alla produzione di 1 kWh elettrico con gas russo la stima per il trasporto in l'Italia è di 86 gCO₂/kWh. Se si considerano invece i diversi apporti come descritti in tabella 3, le emissioni medie di gas a effetto serra dovute alla fase di precombustione sono di 51 gCO₂/kWh (Meli, 2005).

* Questo punto viene sollevato da alcuni che sottolineano come tali emissioni siano ignorate dalla metodologia IPCC di costruzione degli inventari di emissione. In effetti, la precedente metodologia del 1996 ignorava questi aspetti che invece sono stati introdotti nelle IPCC Good Practice del 2000.

Se questa stima è abbastanza in linea con quella valutata da Zerlia (2003) di 46, e di Dones (2005) di circa 40, risulta invece abbastanza più bassa rispetto a quella valutata da altre fonti come valore medio per la Germania di 84 gCO₂/kWh (GEMIS, 2002).

Una valutazione di tutto il ciclo di vita (compresa la costruzione degli impianti) e di tutti i gas porta invece a un valore più elevato stimato per gli USA di 124,5 gCO₂/kWh per un impianto a ciclo combinato con efficienza netta del 53% (Spath e Mann, 2001), valore da rinormalizzare a 118 se riferito al 56% di efficienza netta*.

Il range di valori riscontrati in letteratura varia dunque all'interno del range 40-118 gCO₂/kWh; il valore superiore, anche se scarsamente influenzato dalle fasi di costruzione e smantellamento, appare molto specifico degli USA dove una quota rilevante dell'elettricità è prodotta da carbone convenzionale.

Per quanto riguarda invece le emissioni associate al ciclo di liquefazione-trasporto via mare di GNL, che comprendono la parte più onerosa dal punto di vista energetico, i valori sono di 61-62 gCO₂/kWh come risulta dalle stime sugli impianti giapponesi e australiani (IEA, 2003). Una valutazione del peso della fase precombustione del GNL varia da 82 gCO₂/kWh valutati per la Germania (GEMIS, 2002) a 105 gCO₂/kWh valutati per l'unico impianto italiano operativo da 30 anni (elaborato dalle stime di Meli, 2005) e che risulta probabilmente migliorabile (Tintinelli, 2005).

Un valore medio di riferimento – calcolato qui come valore medio del range - è dell'ordine di 83 gCO₂/kWh e cioè non superiore al valore relativo al trasporto di gas dalla Federazione russa come stimato in Meli (2005).

Il ciclo del carbone

Se per il gas risultano predominanti le emissioni dovute ai consumi energetici sulle perdite di gas, ciò è ancor più vero per il carbone (il quale ha anch'esso qualche perdita di gas dalle miniere). Il maggior onere ambientale è dovuto all'estrazione in profondità, mentre l'estrazione da miniere di superficie risulta più "leggera" di emissioni.

Una valutazione delle emissioni precombustione che tiene conto della variabilità dovuta alla tipologia estrattiva e alla distanza dalle fonti di approvvigionamento produce un range abbastanza ampio di 39-141 gCO₂/kWh (FRI, 2003), mentre una valutazione specifica per l'Italia riduce il range a 28-89 gCO₂/kWh (Meli, 2005).

In sede internazionale la stima effettuata per la Germania (mix di carbone importato nel 2002) è di 93 gCO₂/kWh (GEMIS, 2002). La valutazione specifica delle emissioni precombustione dagli USA è piuttosto simile sia per l'Italia, con 82 (Meli, 2005) che per la Germania con 79 gCO₂/kWh (GEMIS, 2002).

* L'efficienza netta dell'impianto citato per il caso statunitense è del 48.8% sul potere calorifico superiore. Le efficienze elettriche qui riportate sono invece riferite al potere calorifico inferiore e in questi termini l'efficienza dell'impianto USA è del 53% circa. Le stime sono qui rinormalizzate al riferimento scelto del 56% per i cicli combinati (e dunque si è riadattato il valore tratto da Spath&Mann).

I range di valori stimati per gas e carbone è essenzialmente dello stesso ordine di grandezza. La valutazione effettuata nel caso specifico dell'Italia per il gas evidenzia un valore più basso rispetto alla valutazione per la Germania e per gli USA. Un valore di riferimento, come intermedio dei range di valori qui citati, è di 75 gCO₂/kWh.

3.2 Le emissioni di gas a effetto serra della combustione

Si tratta di stime ormai abbastanza consolidate e rappresentate in tabella 5. Come si vede, nell'evoluzione tecnologica dagli impianti convenzionali a gas e a carbone agli impianti ultrasupercritici a carbone e ai nuovi cicli combinati a gas, il peso in CO₂ del kWh elettrico si è ridotto sensibilmente. Questa evoluzione ha però avvantaggiato ulteriormente il gas sul carbone: se prima il peso relativo del kWh da gas era il 56% di quello del carbone, rispetto alle tecnologie oggi stato dell'arte, il peso relativo è sceso al 45%.

TABELLA 5 - EFFICIENZA E EMISSIONI SPECIFICHE DI CO₂			
Stime ISSI			
Stato tecnologia	Fonte	Eff. netta	gCO₂/kWh
<i>convenzionale</i>			
	olio comb.	39%	722
	carbone	39%	890
	gas	41%	495
<i>stato arte</i>			
	carbone USC	43-46%	754-807
	gas CC	56-60%	337-368

Riepilogando, se le emissioni di gas a effetto serra (principalmente CO₂ e CH₄) nelle fasi di precombustione oscillano in un range abbastanza simile tra le due fonti, la fase di combustione, che è quella contabilizzata tutta nel Paese utilizzatore, rimane largamente a favore del gas naturale.

Nella tabella 6 si presenta il quadro delle diverse stime citate e le scelte qui effettuate. Va ricordato che mentre esiste una valutazione recente e accurata delle emissioni di gas a effetto serra per il gas nel caso italiano (Meli, 2005) le valutazioni correnti per le emissioni da carbone sono espresse generalmente da range piuttosto ampi di valori. Si è scelto qui di fare una media dei valori medi, il cui risultato come si vede dalla tabella 6 non si discosta molto dal valore stimato per il mix di carboni impiegati in Germania (GEMIS, 2002). Ne risulta un quadro abbastanza convergente nelle stime; la variabilità delle emissioni associata al potenziale impiego di GNL a quote superiori dell'attuale ha un effetto assolutamente marginale sul risultato finale.

**TABELLA 6 - EMISSIONI GAS SERRA DA CARBONE E GAS –
Valori in gCO₂eq/kWh-e**

1. CARBONE		
1.1 Precombustione	Riferimento	Note
75	valore scelto	media dei valori medi da Meli, 2005 e FRI, 2003
2,6	Zerlia, 2003	si riferisce alla sola parte italiana delle emissioni
28-89	Meli, 2005	min-max importazioni per Italia
82	Meli, 2005	importazione in Italia carbone USA
93	GEMIS 2002	mix import in Germania
79	GEMIS 2002	import in Germania carbone USA
39-141	FRI 2003	considera la variabilità miniere di superficie e profondità
1.2 Fase combustione		
770	valore scelto	efficienza 45%
940	Zerlia, 2003	impianto convenzionale
742-806	Meli, 2005	impianti USC con i carboni oggi importati
754-807	stime ISSI	43-46% efficienza netta
845	efficienza 45%	TOTALE EMISSIONI PER kWh
2. GAS NATURALE		
2.1a Precombustione gasdotto	Riferimento	Note
51-66	range scelto	max con 30% di GNL e valore peggiore
46	Zerlia, 2003	
40	Dones, 2005	estrapolato da grafico
124,5	Spath e Mann, 2001	riferimento USA con 53% eff. (118gCO ₂ a 56% eff)
51	Meli, 2005	mix Italia 2002-2003 con quota GNL 4,8%
86	Meli, 2005	gas importato da Russia in Italia
84	GEMIS 2002	mix Germania 2002 con quota GNL
91	Wuppertal 2003	gas compresso 250bar/mix Germania
2.1b Precomb. GNL		
83	valore scelto	valore medio del range
103	Wuppertal 2003	gas compresso a 250bar da GNL
82	GEMIS 2002	media GNL Germania
105	elab. da Meli 2005	riferito a impianto Snam
62	IEA, 2003	Ciclo liquefazione Australia
61	IEA, 2003	Liquefazione e trasporto da Indonesia a Giappone
2. 2 Combustione		
368	valore scelto	stima ISSI con 56% eff. e Meli, 2005
474	Zerlia, 2003	mix italiano 2002
360	Dones, 2005	estrapolato da grafico
372,2	Spath e Mann, 2001	caso USA con 53% eff.
369	Meli, 2005	56% efficienza netta
337-368	stime ISSI	56-60% efficienza netta
419-451	efficienza 56%	RANGE TOTALE EMISSIONI DA GAS

Se consideriamo la somma delle due componenti – precombustione e combustione – riferite alle migliori tecnologie disponibili, vediamo che il peso ambientale del kWh da gas a ciclo combinato non supera il 50-53% del kWh da carbone da nuovo impianto. Il valore è del 51% se si assume che un 30% del gas sia GNL. In sintesi, dall'analisi della letteratura, il valore medio per le fasi di precombustione associato al GNL non è superiore alle valutazioni più recenti (e inferiori al passato) per il gas dalla Russia.

3.3 Le emissioni degli altri inquinanti dalla combustione

Una valutazione sintetica delle emissioni specifiche medie degli inquinanti emessi dalle diverse fonti sia per gli impianti convenzionali (pur ambientalizzate) e quelli allo stato dell'arte è riportata in tabella 7.

TABELLA 7 - EMISSIONI SPECIFICHE INQUINANTI ATMOSFERICI					
Stime ISSI per kWh netto					
Stato tecnologia	Fonte	eff netta	mgSO₂	mgNO_x	mgPM
convenzionale					
	olio	39%	1062	397	128
	carbone	39%	1292	485	167
	gas	41%	2	366	1
stato arte					
	carbone USC	45%	280	420	71
	gas CC	56%	<2	<100	<1

Com'è noto, l'unico inquinante per il quale è possibile un confronto tra gas e carbone è costituito dagli ossidi di azoto.

Il miglioramento relativo del carbone, tra impianti convenzionali e quelli allo stato dell'arte è notevole per l'anidride solforosa e per il particolato, meno rilevante per gli NO_x: se per gli impianti convenzionali il peso del gas era circa il 76% di quello del carbone, per le nuove tecnologie questo rapporto è sceso al 64% rispetto alle stime riportate in tabella.

Un tema relativo alle emissioni di polveri sottili (PM₁₀) è stato sollevato di recente da parte di alcuni autori a proposito delle centrali a gas a ciclo combinato (Armaroli e Po, 2003) sulla base di dati di letteratura statunitense. In altri lavori si evidenzia come - pur essendo le emissioni specifiche dal gas enormemente più basse di quelle del carbone - il particolato emesso è in gran parte nella frazione minore di 2,5 µm, quella più pericolosa dal punto di vista sanitario, mentre per il carbone la frazione prevalente del PM₁₀ è quella di granulometria superiore, e cioè tra 10 e 2,5 µm (Di Michele, 2002).

Anche assumendo queste ultime valutazioni, l'emissione specifica di PM dal gas al di sotto di 2,5 µm risulta comunque circa il 10% di quella emessa da una centrale a carbone, espressa in termini di concentrazioni al camino.

Una indagine sperimentale recente, promossa in Italia da Assoelettrica ed eseguita dal Politecnico di Milano porta invece a tutt'altre conclusioni (cfr Cernuschi et al. in Macchi, 2004).

In sostanza, in termini di concentrazioni al camino, il PM₁₀ ha una concentrazione media di 7,4 µg/m³ (di cui 4,3 è la frazione PM_{2.5}) mentre una centrale tradizionale a olio/gas – che ha un’emissione specifica simile a quella del carbone “pulito” – presenta valori medi di PM₁₀ pari a 310,9 µg/m³ (di cui 169,5 è la frazione PM_{2.5}) e dunque la frazione più fine si trova in concentrazioni al camino con valori circa 40 volte inferiore nel caso del gas. Le emissioni di particolato dall’impianto a gas a ciclo combinato valutate nel centro di sperimentazione svizzero di Birr, sono risultate ben al di sotto dei valori di fondo dell’area (Macchi, 2005).

Va ricordato, comunque, che le concentrazioni di PM₁₀ nelle aree urbane, sono dovute solo per circa il 36% alle emissioni locali da traffico (largamente predominanti però nella frazione granulometrica di 1 µm) e che una quota significativa è costituita da particolato fine secondario – tipicamente nella frazione attorno ai 2,5 µm – e cioè da quel particolato che si forma in atmosfera a partire dalle reazioni di composti precursori, tra cui spiccano sia gli NO_x che l’anidride solforosa (Putaud et al., 2002). Questi gas acidificanti sono emessi in quote superiori dagli impianti a carbone e, come si è visto, anche dagli impianti allo stato dell’arte, pur se in quantità molto inferiori rispetto al passato.

In sostanza, una valutazione comparativa delle emissioni di PM₁₀ tra le due fonti è senza dubbio ulteriormente sfavorevole al carbone anche se si considerano i nuovi impianti: sia per le emissioni di PM₁₀ che per le emissioni di precursori del PM_{2.5}.

Volendo fare una stima integrata del costo ambientale del kWh da gas e da carbone si può attribuire un costo monetario, di 20€/t alle emissioni di gas a effetto serra e le *stime minime* delle esternalità per le emissioni degli altri inquinanti come valutati da Externé (FEEM 1998), si ottiene la situazione seguente:

TABELLA 8 - VALUTAZIONE DELLE ESTERNALITA'					
cent.€ per kWh					
	SO ₂	NO _x	PM	CO ₂	Totale
Carbone USC	0,3	0,4	0,1	1,6	2,3
Gas CC	0,0	0,1	0,0	0,7	0,8

In questi termini, anche considerando le tecnologie migliori disponibili, il *peso ambientale* di 1 kWh a carbone – che è circa doppio considerando le sole emissioni di gas a effetto serra – se si includono anche le altre emissioni diventa *quasi il triplo* rispetto a 1 kWh a gas. Se invece si considerasse il rapporto tra i nuovi cicli combinati e gli impianti a carbone convenzionali, il peso ambientale in termini di gas serra del carbone è *circa il triplo* del gas e il peso ambientale complessivo circa *5 volte superiore*.

3.4 Produzione di elettricità da fonti fossili: flussi di materia per kWh

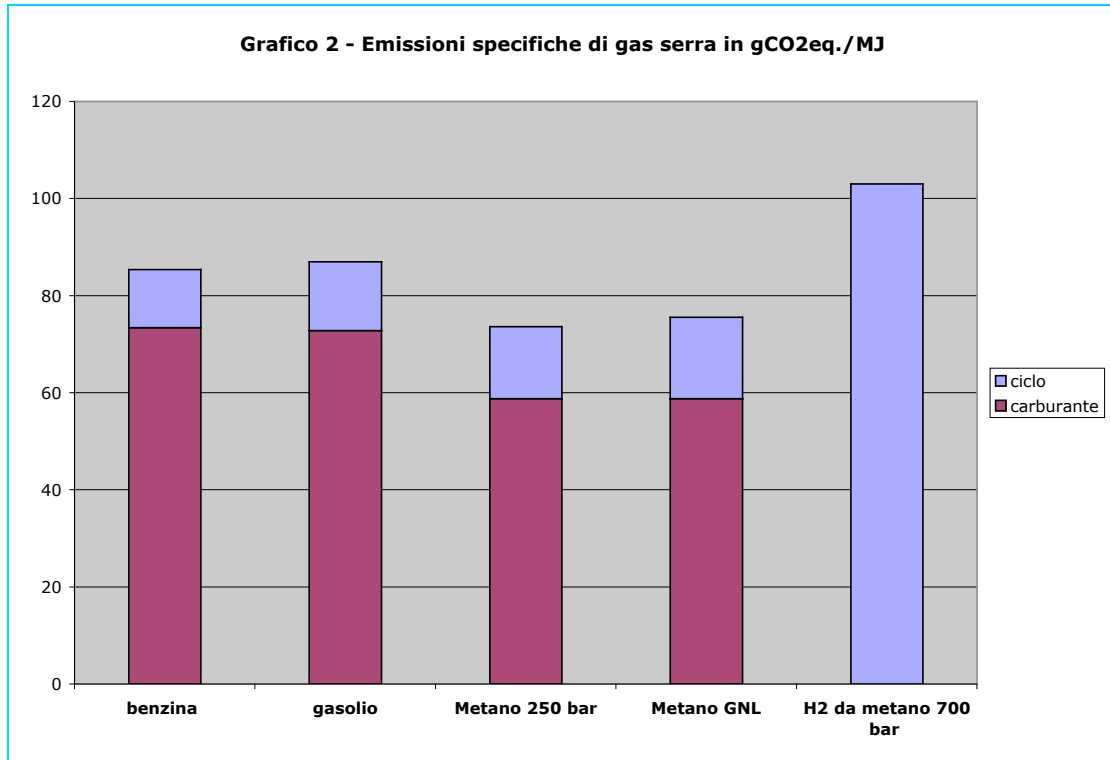
Un aspetto non irrilevante dal punto di vista ambientale è costituito dai flussi di materia generati – come residui dell'estrazione e rifiuti della produzione – dalle fonti di energia. Confrontando le fonti fossili, una stima delle quantità di materia e di acqua assorbita dalla produzione di 1 kWh è rappresentata in tabella 9.

TABELLA 9 - FLUSSI DI MATERIA PER PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA FOSSILE		
Elab. ISSI su dati EEA, 1998		
fonti	kg mat/kWh	kg acqua/kWh
carbone USC	0,663	0,447
gasCC	0,029	0,004
olio conv.	0,066	1,398

Come si vede, il minor flusso di materia è associato al gas, mentre il maggior flusso è quello per il carbone. Il flusso di acqua nel ciclo di produzione del kWh è maggiore per l'elettricità da olio combustibile.

3.5 Le emissioni nel settore dell'autotrazione

Nel grafico 2 si riportano le stime delle emissioni specifiche di gas a effetto serra dei carburanti per autotrazione – sia dal ciclo di produzione che dalla combustione - in funzione del contenuto energetico. Si riportano anche le emissioni specifiche relative al gas naturale e GNL, e da idrogeno prodotto a partire dal gas naturale (per il quale ovviamente si hanno emissioni solo per la produzione e non da combustione).



Come si vede dal grafico relativo alle emissioni per MJ di carburante, l'idrogeno da metano, anche nell'ipotesi futura di una compressione a 700 bar, non risulta conveniente dal punto di vista delle emissioni di gas a effetto serra valutate sull'intero ciclo.

Nella valutazione delle emissioni specifiche per veicolo-km entra naturalmente in gioco la diversa efficienza del motore diesel rispetto a quello a benzina che consente emissioni specifiche migliori (vedi figura 2).

Nell'evoluzione prevista per i motori elettrici azionati a celle a combustibile, l'uso diretto del metano appare competitivo, con i miglioramenti delle efficienze previste per motori ciclo Otto nativi a gas (Rameshol et al., 2003).

Anche se il vantaggio appare limitato, in un settore come quello dei trasporti con emissioni di gas a effetto serra in forte crescita, una espansione dei combustibili gassosi – metano e anche GPL – avrebbe comunque un effetto positivo.

Il vantaggio del gas naturale compresso nelle tecnologie di prossima generazione risulta chiaro anche dallo studio Well-to-Wheels promosso dalla CE, Eurocae e Concaew, come si vede nella figura seguente.

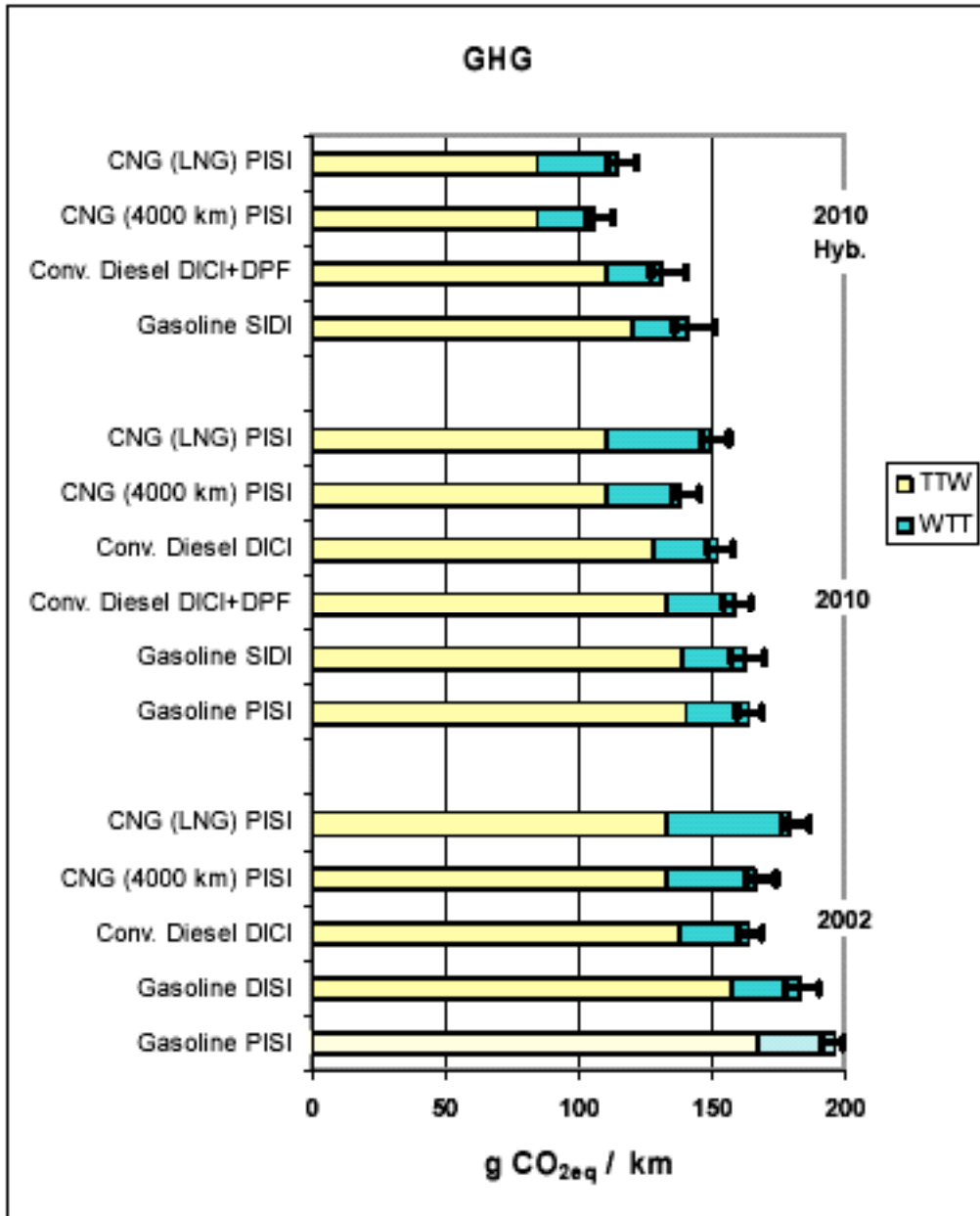


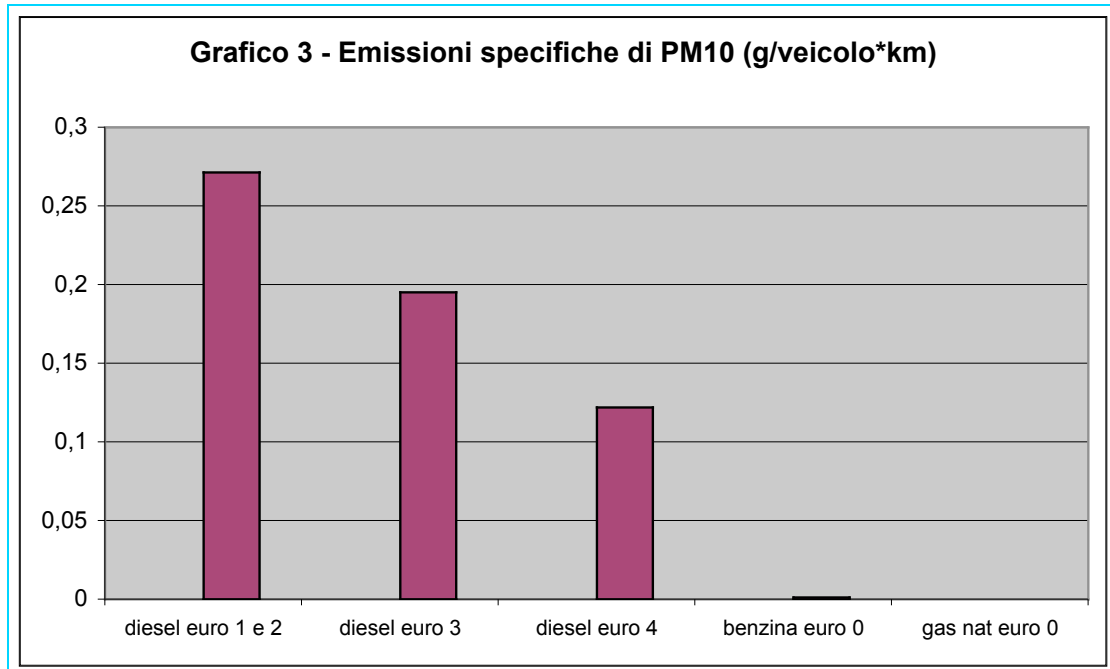
FIGURA 2 – Emissioni per km percorso da diversi veicoli (giallo: emissioni dirette; azzurro emissioni da ciclo a monte). Per le tecnologie esistenti (2002) il diesel è in vantaggio su benzina e gas naturale compresso. Nell'evoluzione prevista al 2010 il gas naturale – compresso e da GNL – è invece migliorativo rispetto al diesel oltre che ai veicoli a benzina (Tabella tratta da EJC, 2004)

Per quanto riguarda le emissioni di particolato fine (PM_{10}), vera emergenza per la gran parte delle città italiane che sono fuori norma rispetto ai nuovi limiti europei, l'effetto è proporzionalmente maggiore.

I nuovi ecodiesel, infatti, benché molto meno inquinanti, presentano emissioni largamente superiori anche rispetto ai vecchi veicoli a benzina euro 0 come si vede nel grafico 3.

Poiché la gran parte delle nuove immatricolazioni di veicoli è di tipo diesel, per quanto migliorati siano, la quota tendenziale del parco veicoli sarà dell'ordine del 50% diesel rispetto a una quota inferiore al 10% del 2000.

I veicoli a metano e GPL hanno com'è noto emissioni del tutto trascurabili.



Un veicolo diesel euro-4 emette mediamente 80-110 volte più PM_{10} di un veicolo a benzina euro-0; se lo stesso va a gas metano o GPL, invece, le emissioni di PM_{10} sono del tutto trascurabili. L'introduzione delle trappole per il particolato – al momento non obbligatoria - può abbattere questa frazione.

Considerando sia le emissioni di gas serra che quelle di particolato fine, dunque, il gas naturale ha un vantaggio sia sulle emissioni da benzina, specie per le tecnologie di prossima generazione - principalmente per le minori emissioni di CO_2 - che su quelle di gasolio principalmente per le emissioni di PM_{10} nulle.

4. Il quadro italiano per il settore elettrico

Una valutazione approssimata sulle emissioni prevedibili al 2010 è in tabella 10. Da questa stima approssimativa, si vede come al 2010 la quota di carbone sarà ancora piuttosto limitata e che le emissioni complessive saranno pressoché pari a quelle del 2000; infatti, la delibera CIPE del 2002 stimava in 140 Mt le emissioni del settore così aggregate, con gli autoproduttori.

TABELLA 10 – IL SETTORE ELETTRICO IN ITALIA						
Stime andamento e previsioni approssimate per il 2010						
Fonti	1990		2000		2010 stima	
	TWh	MtCO ₂	TWh	MtCO ₂	TWh	MtCO ₂
Carbone	29,5	28,5	30,4	29,3	51,9	44,8
Olio combustibile	94,7	69,4	74,0	54,3	13,8	11,3
Gas naturale	36,8	18,5	93,4	44,2	181,0	68,6
Altri fossili	6,0	8,1	8,5	9,4	11,0	13,2
Idroelettrico	30,4	0,0	41,1		49,6	
Geo+eolico+ biom&rifiuti	3,0	0,3	6,7	0,6	15,0	3,0
Saldo import	34,7		44,3		45,9	
TOTALE	235,1	124,9	298,4	137,8	368,4	141,0

Anche se il peso medio del kWh – tra il 1990 e la stima prevista al 2000 - scende da 530 a circa 380 gCO₂, le emissioni totali crescono per l'aumento dei consumi previsto.

In sostanza, il pur limitato aumento della quota di carbone che comporta una crescita di circa 15 MtCO₂ rappresenta la distanza tra le stime qui effettuate e le emissioni registrate al 1990. In questo modo la distanza dal target di Kyoto per il settore è di circa 24 MtCO₂ pari a una distanza dall'obiettivo del 21%. Se tutto il carbone previsto al 2010 fosse di nuova generazione, si taglierebbero circa 5 MtCO₂, mentre se si mantenesse la stessa produzione elettrica da carbone solo con nuove centrali e la si sostituisse con il gas, si stabilizzerebbero le emissioni al livello del 1990.

Solo con una maggior crescita delle fonti rinnovabili, della diffusione dei programmi di efficienza presso l'utenza finale e la riduzione dei consumi assoluti di carbone, si può pensare di ridurre le emissioni di gas a effetto serra da quello che è il settore più governabile e tecnologicamente più evoluto.

APPENDICE - LE EMISSIONI DALL'INTERO CICLO DI VITA

Anche se una analisi comparativa del ciclo di vita del gas naturale esula dagli scopi del presente lavoro, si riportano qui le stime effettuate sull'intero ciclo di vita – compresa la costruzione e la dismissione degli impianti, effettuata per il caso statunitense da Spath e Mann (2001) riportata in tabella A1.

TABELLA A1 - EMISSIONI SPECIFICHE INQUINANTI ATMOSFERICI NELL'INTERO CICLO DI VITA
Spath e Mann 2001 - Valori per kWh netto

Inquinanti	Carbone conv.	Gas CC (53%)	rapporto tot gas/carbone
NOx mg	3352	570 (°)	17,0%
SO ₂ mg	6700	324	4,8%
PM mg	9212	133	1,4%
Gas serra gCO ₂ eq	1042	499	47,9%

(°) . nel lavoro di Spath e Mann si riporta in tabella 17 un valore di 750 errato; va usato invece il valore corretto di 570 come riportato nella tabella 8 dello stesso lavoro

Il confronto è effettuato tra la media delle emissioni delle centrali a carbone statunitensi con un impianto a gas a ciclo combinato con un'efficienza netta del 53%. Va qui evidenziato come gran parte delle emissioni di inquinanti dal ciclo del gas (costruzione gasdotti e impianti, funzionamento distribuzione del gas) sia legato anche al mix energetico generale degli USA, ai prodotti petroliferi impiegati e al consumo di elettricità in quel Paese, dominato dagli impianti a carbone convenzionali (oltre il 51% assunto nello studio citato). Il confronto è dunque tra le emissioni medie associate al carbone con quelle da ciclo combinato che risultano essere gli impianti di nuova costruzione più diffusi negli USA.

Va rilevato che le emissioni di particolato fine sono associate alle fasi precombustione del carbone, essendo la tecnologia di abbattimento delle polveri largamente impiegata anche negli impianti convenzionali.

Si riporta anche in figura 3 una stima più recente (Dones et al., 2005) che confronta tra loro le emissioni dal ciclo di vita per gli impianti a gas considerando le tecnologie mediamente impiegate nei principali Paesi europei. Nella figura si riportano le stime medie per Italia, Olanda e USA con quella considerata stato dell'arte (cicli combinati avanzati).

Si vede come il totale della tecnologia "stato dell'arte" sia inferiore a 400 gCO₂eq./kWh, risulta non dissimile dalla stima per il caso statunitense (Spath e Mann, 2001) se si assume un'efficienza di conversione vicina al 60% e una valutazione più bassa delle emissioni dalle fasi precombustione e cioè con valori più simili alla media italiana come calcolata da Meli (2005).

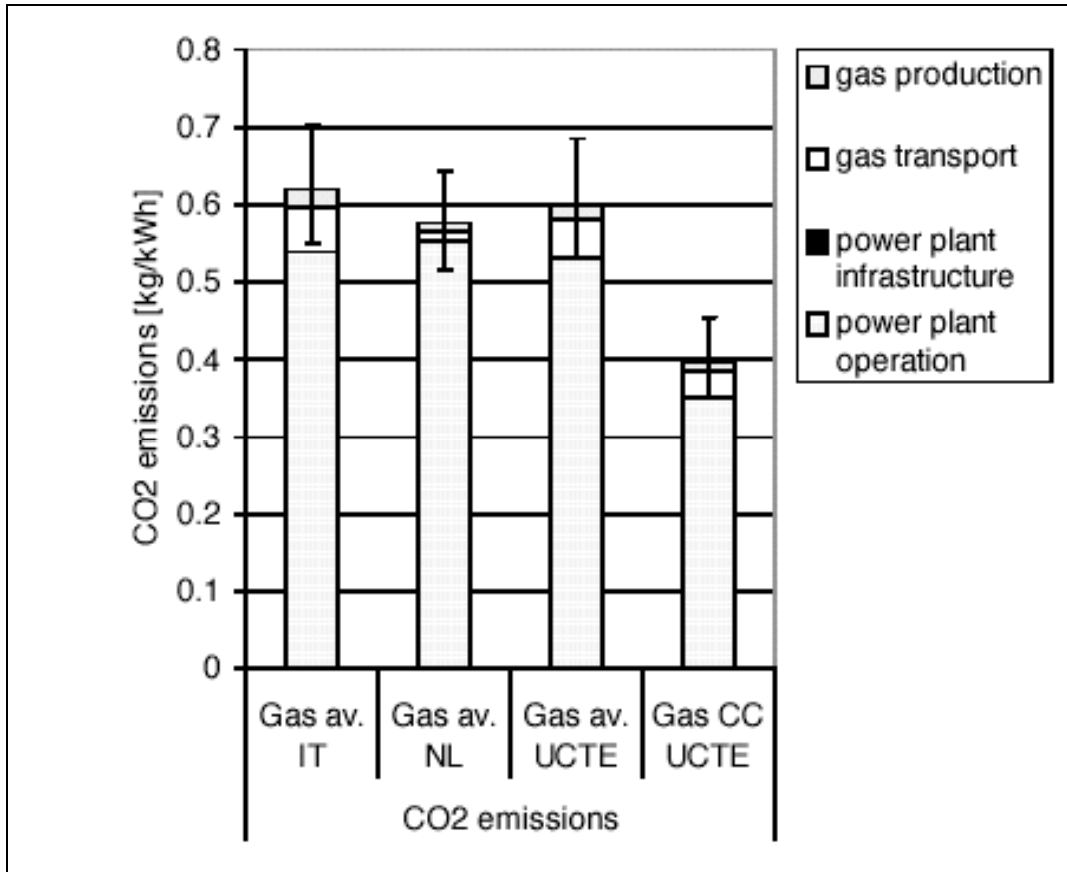


FIGURA 3 – emissioni di gas a effetto serra per diverse tecnologie di generazione elettrica a gas naturale: media italiana, media olandese, media USA e stato dell'arte gasCC
 fonte: Dones et al., 2005

UCTE: Unione for the Coordination of Trasmission of Electricity

Riferimenti bibliografici

APAT, *Le reti del gas*, documento di lavoro (rev. 6) a cura di L. Seller, maggio 2005

Aspen International Group, *International and national efforts to address the safety and security of importing liquefied natural gas: a compendium*, Report prepared for California Energy Commission, Sacramento CA, January 2005

Armaroli N. e Po C., *Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale*, RICHMAC Magazine, maggio 2003

BP, *Statistical review of world energy*, 2005

Cirillo M., *Piani e programmi, obiettivi scenari, interventi e risorse*. Relazione presentata al seminario La valutazione e gestione della qualità dell'aria alla luce del nuovo quadro normativo, Regione Emilia Romagna, 27 marzo 2003

De Michele G., *Clean coal research at Enel produzione*. Presentazione a Chia Laguna ottobre 2002

De Santi G. e G. Martini, *Perspective of conventional and alternative fuels in Europe*, European Commission Joint Research Centre, Institute of Environment and Sustainability, Emissions and Health Unit, presentazione al Convegno "Il metano nelle politiche di sostenibilità", Ravenna 2 dicembre 2005

Dones R. et al, *Life cycle inventories for the nuclear and the natural gas energy systems, and examples of uncertainty analysis*, Int J LCA 10 (1), 2005

EJC, *EUCAR/JCR/CONCAWE, Well-to-wheel analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, European Commission, JRC version 1b January 2004

<http://ies.jrc.ec.eu.int/Download/eh/33>

EMEP/CORINAIR, *Emission inventory guidebook*, 3rd edition, September 2004 update, EEA Technical Paper No 30

EEA, European Environmental Agency, *Material flow-based indicators in environmental reporting*, Spangenberg J. H. et al, Environmental Issues Series No 14, 1998.

Falcione M., *I contratti del mercato del gas naturale*, Quaderno Collana AIEE n.6, Elicònie Editrice, 2004

FEEM, Fondazione ENI Enrico Mattei, *ExternE national implementation: Italy*, a Research funded by The European Commission, 1997

Fraternali D. e O.O. Selmi (2003), *Emissioni di polveri e di altri inquinanti da centrali turbogas alimentate a gas naturale. Analisi comparata con le emissioni di impianti termoelettrici a olio combustibile*. Servizi Territorio srl

FRI, Fuel Research Institute, *Greenhouse gases in the life cycle of fossil fuels: critical points in the assessment of pre-combustion emissions and repercussions on the complete lifecycle*, Stazione sperimentale combustibili Journal, n.6/2003.

Gandolphe S.C. et al., *The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, LNG, GTL)*, 22nd World Gas Conference, Tokio, Japan, June 2003

GEMIS, *Global emission model for integrated system*, version 4,14 as of September 2002. (<http://www.oeko.de/service/gemis/>).

Giugliano M. et al, *Emissioni di particolato fine da unità turbogas e centrali convenzionali*, Presentazione Politecnico di Milano-CESI, Presentazione risultati indagine sperimentale, 2004

IEA, International Energy Agency, *Emissions reductions in the natural gas sector through project-based mechanisms*, IEA Information Paper 2003

IELE, Institute for energy, law & enterprise, *LNG safety and security*, Houston, October 2003

IPCC, *IPCC-Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventory*, 2000

Lechtenböhmer S. et al., *GHG emissions of natural gas cycle compared to other fossil fuels*, Wuppertal Paper n. 92, 2003

Lechtenböhmer S. et al., *Greenhouse gas emissions from Russian natural gas export pipelines*, Summary Report, Wuppertal Institute and Max Plank Institut, December 2004

Macchi E. (a cura), Estratto della ricerca *Impatto ambientale dei cicli combinati alimentati a gas naturale con particolare riferimento alle emissioni di polveri sottili*, Politecnico di Milano 2004

Macchi E., *Meno polveri dai cicli combinati*, QualEnergia n. 2/2005

Meier P.J. e G.L. Kulcinski (2000), *Life cycle energy cost and greenhouse gas emissions for gas turbine power*, University of Wisconsin, Fusion Energy Institute

Meli S., *Emissioni di gas serra nella generazione elettrica: confronto tra fonti fossili*, presentazione all'Accademia dei Lincei, Roma aprile 2005

Öko-Institut, *Comparing greenhouse gas emissions abatement costs of nuclear and alternative energy options from a life cycle perspective*, (U.R. Fritsche coordinator), 1997

Öko-Institut, *Comparing electricity generation options (including cogeneration)*, (U.R. Fritsche coordinator), 2001

Onufrio G., *Emissione di inquinanti e "targhe alterne"*, RivistAmbiente n.4 /2003

Onufrio G., *L'uso del metano nei trasporti: aspetti ambientali locali e globali*, Rivistambiente, Vol. V, n. 2 febbraio 2004.

Pulles T. and A. Visschedijk, *Emissions estimation methods for particulates: the CEPMEIP emission factors database*, TNO-MEP, Appeldorn, The Netherlands, 2002

Putaud J-P et al., 2002 cit in Cirillo 2003, <http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/cc>

Ramesohl S. et al., *Energy system aspects of natural gas as an alternative fuel in transport*, Executive Summary, Wuppertal Institut September 2003

SANDIA, *Guidance on risk analysis and safety implications of a large liquefied natural gas (LNG) spill over water*, (Hightower M. et al) Report SAND2004-6258, Sandia National Labs, Albuquerque and Livermore, California, December 2004

Snam Rete Gas, *Salute sicurezza ambiente*, Rapporto 2004

Spath P.L. and M.K. Mann (2001), *Life cycle assessment of a natural gas combined cycle power generation system*, NREL DOE, 2001

Spitzley D.V. and J.A. Keoleian *Life cycle environmental and economic assessment of willow biomass electricity: a comparison with other renewable and non-renewable sources*. University of Wisconsin 2004

Tintinelli A., *Dal giacimento all'elettrone*, Tpoint, 1/2005

Tintinelli A. e L. Zanibelli, *Gas e carbone a confronto*, Tpoint 3/2005

UP, Unione Petrolifera, *Data Book 2005(a)*

UP, Unione Petrolifera, *Previsioni della domanda energetica e petrolifera italiana 2005-2020*, Roma febbraio 2005

WGC, World Gas Conference, Report of IGU Working Committee n.9, *Gas Prospects, Strategies and Economico*, Tokyo 1-5 June 2003

Zerlia T. (2003), *Emissioni di gas serra nel ciclo di vita dei combustibili fossili utilizzati per la produzione termoelettrica: considerazioni e ricadute nello scenario energetico italiano*, La rivista dei combustibili Vol 57 fasc. I, 2003