

Le emissioni di centrali a ciclo combinato

Analisi e confronto con impianti termoelettrici tradizionali

di Daniele Fraternali,
Olga Oliveti Selmi

Nel quadro della discussione sulle effettive emissioni di inquinanti atmosferici delle centrali a ciclo combinato, in primo luogo il particolato sottile e altri microinquinanti, vengono organizzati e definiti in termini quantitativi i dati di emissione attesi sia da una centrale a ciclo combinato di grossa taglia sia, come confronto, da una tipica centrale termoelettrica di cogenerazione industriale a olio combustibile.

L'articolo "Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale" di Nicola Armaroli e Claudio Po (in seguito denominati gli Autori), pubblicato su *La Chimica e l'Industria* lo scorso maggio, ha il merito di sollevare un problema spesso sottovalutato come quello delle emissioni inquinanti prodotte da impianti termoelettrici alimentati a metano.

È da ritenere corretta infatti la critica rivolta a tutti coloro che presentano il metano come un combustibile totalmente esente da emissioni inquinanti diverse rispetto agli ossidi di azoto. È vero infatti che in quasi tutti gli studi di impatto ambientale relativi a centrali termoelettriche a metano viene presentato un dato di emissione nulla per inquinanti quali il particolato sottile e alcuni altri microinquinanti pericolosi. Queste emissioni, come correttamente richiamano gli Autori citati, non sono effettivamente nulle, come è normale che succeda a valle di qualunque processo di combustione. Gli Autori, partendo dai dati in loro pos-

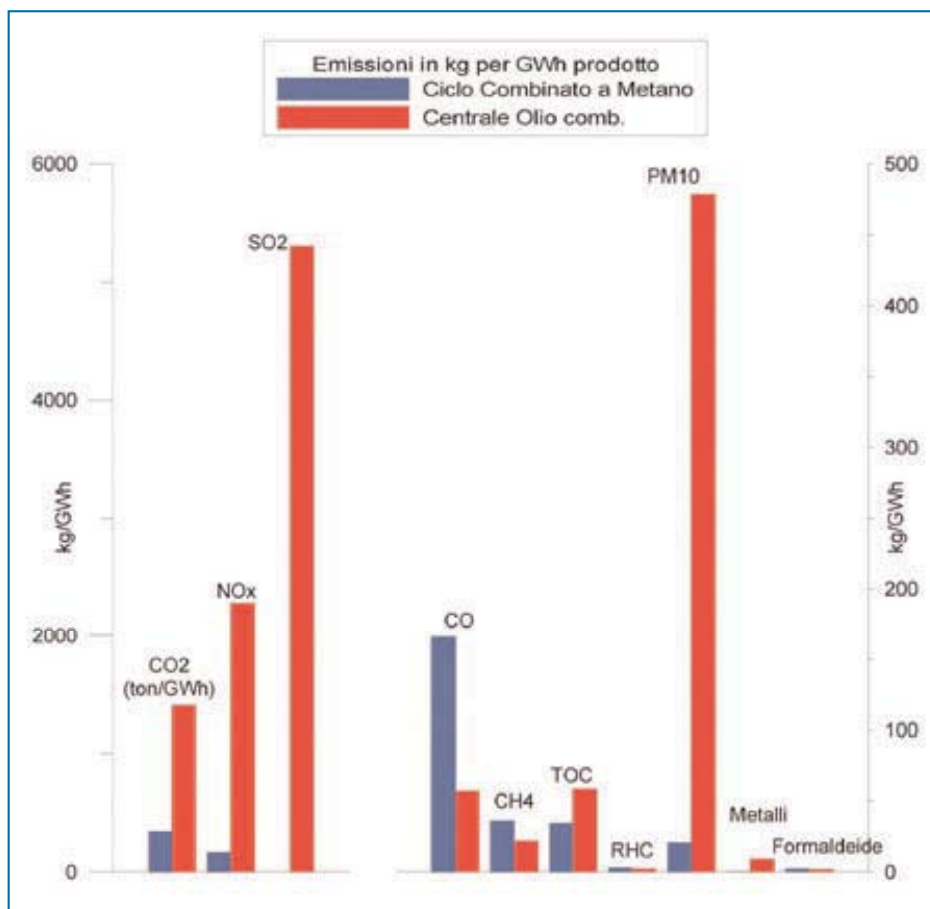


Figura 1 - Emissioni specifiche di inquinanti, espresse in kg per GWh di energia elettrica prodotta. Confronto tra una centrale a ciclo combinato a metano e una centrale di cogenerazione industriale a olio combustibile

sesso, tendono a descrivere tali emissioni come piuttosto rilevanti, soprattutto per quanto riguarda il particolato sottile (PM10). Le note che seguono si propongono di approfondire l'argomento già introdotto dagli Autori, in parte confermando le loro indicazioni e in parte ridimensionandone la portata (ad esempio proprio per il PM10).

Si è inoltre ritenuto utile riportare e presentare in forma organica ulteriori dati sulle emissioni di inquinanti atmosferici da parte delle centrali termoelettriche sia a metano sia a olio combustibile. Ciò al fine di portare elementi quantitativi alla discussione in atto a livello nazionale innescata dalla proposizione di numerosi progetti di nuove centrali a ciclo combinato,

D. Fraternali, O. Oliveti Selmi, Servizi Territorio Srl - Cinisello Balsamo (MI). daniele@serviziterritorio.it

al punto da ritenere certamente non sostenibile la loro realizzazione se non dopo una sostanziale limitazione di numero che, a sua volta, dovrà essere effettuata da parte delle Regioni coinvolte nel processo decisionale dal recente Accordo Stato-Regioni del 5 settembre 2002.

In questo accordo, infatti, le regioni vengono investite del ruolo di definire una "graduatoria" nelle priorità dei diversi progetti presentati, che a sua volta dovrà tenere conto di alcuni criteri guida, come ad esempio il fatto che devono essere privilegiati progetti che consentano:

- il massimo utilizzo possibile dell'energia termica cogenerata;
- la riduzione o eliminazione, ove esistano, di altre fonti di produzione di energia e di calore documentata con apposite convenzioni e accordi volontari con le aziende interessate;
- la diffusione del teleriscaldamento;
- il riutilizzo prioritario di siti industriali già esistenti, anche nell'ambito dei piani di riconversione di aree industriali.

Tutti temi che sottendono l'esigenza di privilegiare le situazioni in cui il progetto sia in primo luogo un'occasione di razionalizzazione e miglioramento della situazione attuale, soprattutto in termini di impatto ambientale. In questa direzione, ci è parso utile organizzare alcuni dati che permettano un confronto oggettivo tra le emissioni inquinanti delle nuove centrali e quelle sostituite.

Emissioni di particolato sottile (PM10)

Leggendo l'articolo degli

Autori citati, il dato che ha suscitato una forte attenzione (e anche logiche reazioni preoccupate) è quello riportato nello stesso articolo in merito alle emissioni di particolato sottile da parte delle nuove centrali a ciclo combinato alimentate a metano. In particolare, gli Autori stimano che una centrale da 780 MWe ne emetterebbe un quantitativo pari a 290 t/anno.

Questo dato, secondo gli Autori, nasce da un riferimento bibliografico: un lavoro pubblicato negli Usa (P. Spath, M. Mann, 2000) che sviluppa un'analisi delle emissioni di inquinanti associate al ciclo di vita delle centrali a ciclo combinato, arrivando a produrre stime di emissioni di diversi inquinanti (tra cui il PM10) sia durante la fase di esercizio sia considerando le emissioni associate alla stessa produzione di energia che è servita a costruire le centrali stesse e le infrastrutture correlate (in particolare i metanodotti) [1].

Verificando la fonte di questa citazione possiamo confermare che gli Autori stessi hanno correttamente riprodotto il dato di emissione specifica prodotto dalle Autrici statunitensi e lo hanno correttamente tradotto nelle unità riportate nella citata tabella del loro articolo. Infatti, la tabella 5 di pag. 12 dell'articolo statunitense riporta un'emissione di 62 kg di particolato per

ogni GWh di energia elettrica prodotta. Moltiplicando per i 4.670 GWh/anno prodotti dalla centrale presa a riferimento per l'Italia, il dato di 290 t/anno è dunque una conseguenza. Fin qui la citazione dei dati prodotti dagli articoli di cui sopra. Il problema che si pone è però il seguente: se il dato di 62 kg/GWh di emissioni di PM10 fosse corretto, esso si tradurrebbe in emissioni di particolato solido nei fumi di combustione delle turbine a gas pari a circa 10 mg/Nmc di fumi: una concentrazione che si può riscontrare semmai in impianti che utilizzano combustibili solidi (ad esempio centrali a carbone o inceneritori di rifiuti urbani dotati di filtri).

Ci è parso necessario dunque una verifica dell'attendibilità stessa del dato originario prodotto dalle Autrici statunitensi. Ciò è stato fatto partendo dalle stesse indicazioni bibliografiche da esse citate (a loro volta infatti la Autrici statunitensi

si rifanno ai soli dati a loro disposizione, ovvero i fattori di Emissioni della serie AP42 dell'US-EPA).

Da questo approfondimento è emersa un'incongruenza presente nel dato americano: ricostruendo i calcoli che hanno portato alla emissione specifica citata, il valore di emissione corretto risulta essere 10 volte inferiore. Infatti, prendendo a riferimento i fattori di emissioni presentati nella Compilation of Air Pollutant e riportati nel seguito in Tabella 1 si rileva per le emissioni di particolato solido (filtrabile PM10) il valore di $1,9 \times 10^{-3}$ lb/MMBtu (che si interpreta come emissione di PM10 per unità di combustibile in ingresso). Tradotto in unità più consuete in Italia, il dato diventa di

0,82 g/GJ. Applicando questo fattore di emissione al caso di centrale considerata dalle Autrici statunitensi (un impianto da 505 MWe con rendimento elettrico del 48,8%) si otterrebbe:

$$505 \text{ MW} / 0,488 = 1.035 \text{ MJ/sec} \times 3.600 \text{ sec/ora} \times 7.000 \text{ ore/anno} \times 10^{-3} \text{ GJ/MJ} = 26,12 \times 10^6 \text{ GJ/anno di combustibile in ingresso}$$

Applicando il fattore di emissione citato e rapportandolo all'energia elettrica prodotta annualmente, si ottiene:

$$26,12 \times 10^6 \text{ GJ/anno} \times 0,82 \text{ g/GJ} = 21,3 \text{ t/anno di emissione di PM10} \\ 505 \text{ MW} \times 7.000 \text{ ore/anno} \times 10^{-3} = 3.539 \text{ GWh/anno} \\ [21,3 \text{ t/anno di PM10} \times 10^3 \text{ kg/t}] / 3.539 \text{ GWh/anno} = 6,03 \text{ kg/GWh/anno}$$

ovvero circa 10 volte inferiore a quello pubblicato. Traducendo al caso italiano, il dato di emissione per la centrale da 780 MWe diventerebbe pari a 28 t/anno di particolato emesso (contro le 290 t/anno citate dall'articolo). Un dato certamente anch'esso non del tutto trascurabile ma di sicuro minore impatto ambientale rispetto al valore pubblicato. Da un confronto diret-

Tabella 1 - Fattori di emissione di diversi inquinanti prodotti dalla combustione del metano in turbine a gas

Combustibile Sostanze inquinanti	Gas naturale (in turbogas)		Olio combustibile	
	Fattori di emissione lb/MMBTU	g/GJ	Fattori di emissione lb/10 ⁻³ Gal	g/GJ
CO ₂	110	47.332	25.000	71.761
NOx	(2)	23,0	a	116
CO	(2)	23,0	a	2,9075
CH ₄ +N ₂ O	0,012	4,99	0,39	1,12
SO ₂	0,003	1,46	94,20	270,40
TOC	0,011	4,73	1,04	2,99
Idrocarburi reattivi	0,001	0,43	0,04	0,12
PM10 (filtrabile)	0,002	0,82	7,00	20,09
PM10 (condensabile)	0,0047	2,02	1,50	4,31
PM10 totale	0,007	2,84	8,50	24,40
Metalli pesanti totali	0,043	0,02	0,16	0,47

a Dato assunto pari ai valori migliori dichiarati dai proponenti

Fonte: US-EPA - Compilation of emissions factors - AP42.

Cap 3.1 External Combustion Sources - Stationary Gas Turbines.

Le emissioni per l'olio combustibile sono della stessa fonte al Cap 1.3 External Combustion Sources- Fuel Oil combustion

to con le Autrici statunitensi il problema è stato chiarito dalle stesse: il fattore di emissione originario da esse utilizzato (e che si è rilevato essere sovrastimato di un fattore 10) era stato dedotto da una versione della tabella dei fattori di emissione pubblicata dall'US-EPA nel 1995 e attualmente superata in quanto più volte modificata dall'US-EPA stesso, fino a produrre la versione attualmente disponibile (e da noi utilizzata nelle tabelle del seguito) sul sito www.epa.gov/ttn/chief alla voce *Compilation of Emission Factors – Stationary Internal Combustion Sources – 3.1 Stationary Gas Turbines*.

Più complesso è il confronto con i dati riportati dagli Autori in merito alle emissioni di alcune nuove centrali autorizzate in California. Infatti, dai dati della loro Tabella 6 risulterebbero emissioni di PM10 più elevate di quelle citate dagli emission factors dell'US-EPA sopra richiamate (ma sempre inferiori a quelle citate nella loro Tabella 2).

I progetti citati sono molto diversi tra loro e in alcuni casi le sorgenti incluse sono anche quelle di altri impianti come: caldaie ausiliarie, iniezioni di vapore in turbina per i carichi di punta ecc. Comunque, le turbine a gas impiegate, secondo alcuni dei progetti citati, si riferiscono esplicitamente ai dati garantiti da General Electric e Westinghouse (i principali costruttori americani, e gli stessi che si ritrovano anche nei progetti italiani) che sono espressi nel range tra 0,005 e 0,0065 lb/MMBtu (inclusive della frazione condensabile) ovvero dati analoghi a quelli degli emission factors dell'US-EPA sopra citati (nella versione aggiornata).

Non è chiaro dunque se i dati citati in Tabella 6 siano riferiti a emissioni "massime garantite" (autorizzate) o emissioni "attese" (effettive). Interessante e condivisibile invece il richiamo alla pratica della compensazione ambientale dei nuovi progetti. Una procedura che non è tipica solo della California, ma che è stata introdotta a livello federale Usa dal Clean Air Act del 1967 e denominata originariamente con il termine di "bubble policy". Questa pratica consente addirittura l'acquisto (banking) di "diritti a inquinare" da aziende che in occasioni precedenti, a loro favorevoli, hanno effettuato investimenti preventivi (oltre i limiti consentiti) nella decontaminazione ambientale e che possono cedere ad altri dietro compenso, con un guadagno complessivo anche per l'ambiente. In Italia il concetto della compensazione ambientale è previsto dalla procedura di VIA anche se non strettamente predefinito come negli Usa e lasciato alla valutazione da parte delle Autorità dei singoli casi. È certo comunque che uno dei criteri di valutazione delle priorità dei progetti in esame che le Regioni sono chiamate ad esprimere dovrebbe valutare prioritariamente i casi in cui i nuovi progetti consentono una riduzione delle emissioni rispetto alla

situazione attuale. L'esempio di confronto tra emissioni nuove e sostitutive riportato nel seguito è rappresentativo di alcune situazioni di "compensazione" prevista in alcuni (non tutti!) progetti proposti in Italia.

Emissioni di altri microinquinanti

L'articolo citato riferisce in termini qualitativi il fatto che la combustione del metano sia responsabile dell'emissione di alcuni microinquinanti organici e di metalli pesanti. Questo corrisponde al vero, sempre in base ai dati prodotti dai fattori di emissione US-EPA, ma è necessario associare a questa affermazione un dato quantitativo al fine di evitare il rischio di uso distorto di questa informazione.

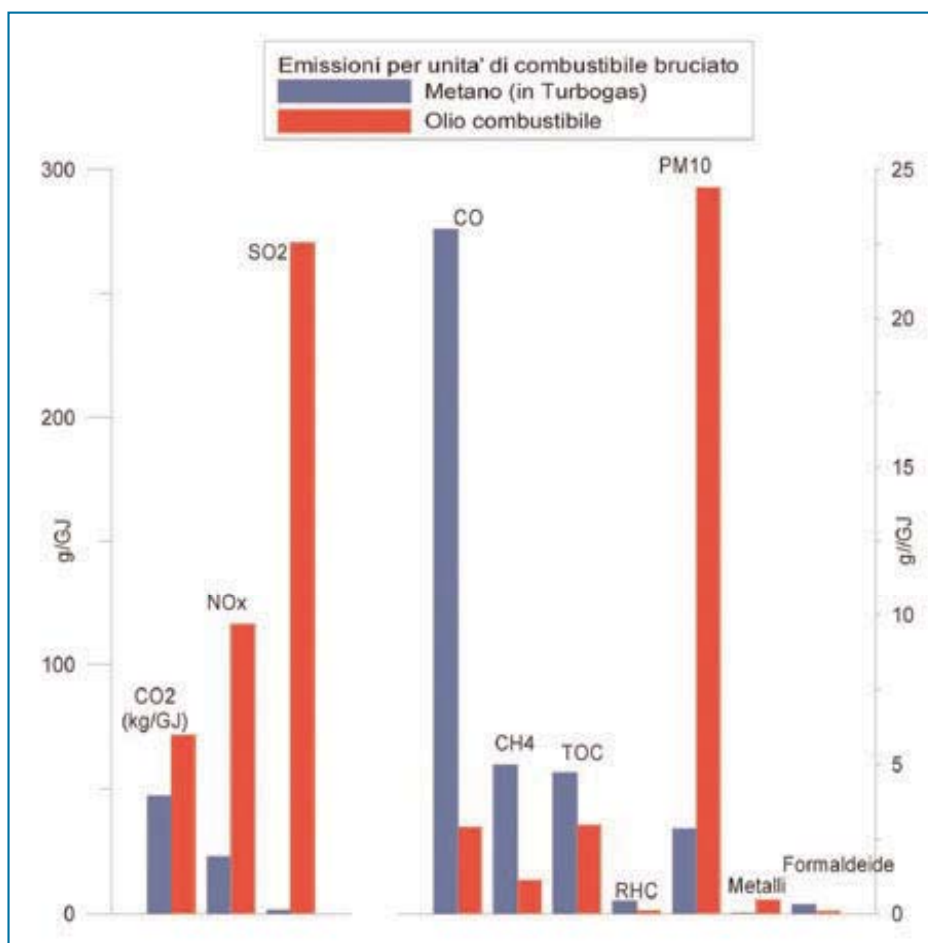


Figura 2 - Emissioni specifiche di inquinanti, espresse in g/GJ, prodotte per unità di combustibile bruciato: confronto tra metano in centrale Turbogas e olio combustibile in centrale termoelettrica industriale

In Tabella 1 sono riportati in sintesi i fattori di emissione dei microinquinanti organici (specifici per la combustione in turbogas) e di metalli pesanti; questi ultimi non sono riferiti all'uso specifico in centrali a turbogas e vanno quindi riferiti alla combustione del metano in genere, incluso ad esempio l'uso di metano per riscaldamento in una città metanizzata o l'impiego per autotrazione. Come si può notare;

a) le emissioni di particolato sottile sono suddivise in due parti, il particolato filtrabile e quello condensabile. La prima frazione, cui si riferisce lo studio americano già citato, è quella ri-

levabile nei fumi mediante prelievi su filtro. La frazione condensabile non si presenta solida nelle condizioni di prelievo al camino ma si trasforma in particolato (sottile) una volta portata a temperatura ambiente;

- b) la principale emissione di microinquinanti organici è costituita da formaldeide che nel turbogas viene prodotta in quantità più elevata rispetto alla generica combustione del gas naturale, probabilmente a seguito delle elevate temperature in gioco;
- c) per i metalli pesanti non si evidenziano elementi prevalenti rispetto ad altri, trattandosi in genere di elementi presenti in tracce nel pulviscolo trascinato durante la fase di estrazione del gas e trasporto nei metanodotti.

Tabella 2 - Emissioni di inquinanti principali e microinquinanti da parte di una centrale a ciclo combinato da 780 MWe e confronto con le emissioni di una centrale di piccola taglia a olio combustibile. Dati stimati a partire dai fattori di emissione US-EPA

	Centrale a ciclo combinato di grossa taglia	Centrale di cogenerazione industriale		
Combustibile	Gas naturale	Olio combustibile BTZ		
Parametri di funzionamento				
Potenza	780 MWe	78 MWe		
Rendimento elettrico	0,55	0,2		
Ore/anno	6.000	6.000		
Consumo metano	33.788.451 GJ/anno	9.181.364 GJ/anno		
Energia elettrica prodotta	4.680 GWh/anno	468 GWh/anno		
Sostanze inquinanti	Emissioni annuali	Emissioni per unità di energia elettrica prodotta	Emissioni annuali	Emissioni per unità di energia elettrica prodotta
	t/anno	kg/GWh	t/anno	kg/GWh
CO ₂	1.599.289	341.728	658.867	1.407.836
NOx (30 mg/Nmc di fumi)	777,0	166	1.068	2.282
CO (30 mg/Nmc di fumi)	777,0	166	27	57
CH ₄ +N ₂ O	168,7	36,0	10,3	22,0
SO ₂	49,4	11	2.483	5.305
TOC	159,9	34,2	27,4	58,6
Idrocarburi reattivi	14,5	3,1	1,1	2,4
PM10 (filtrabile)	27,6	5,9	184,5	394,2
PM10 (condensabile)	68,3	14,6	39,5	84,5
PM10 Totale	96,0	20,5	224,0	478,7
Metalli pesanti totali	0,7	0,1	4,3	9,3

Se questi fattori di emissione vengono applicati ai consumi di gas di una centrale a ciclo combinato da circa 780 MWe a gas naturale, con le stesse ipotesi dimensionali già utilizzate nell'articolo sopra citato, si può dare una dimensione a tutte le quantità di microinquinanti emessi annualmente dalla citata centrale come descritto in forma sintetica nella Tabella 2. Si può notare:

- a) un'emissione non trascurabile di idrocarburi reattivi (pari a circa 14 t/anno, di cui 10 costituite da formaldeide);
- b) i metalli pesanti sono emessi in quantità oggettivamente molto ridotte (0,67 t/anno).

Emissioni a scala locale e globale

Lo studio americano aggiunge ai dati di emissione *diretta da parte della centrale* durante un anno di esercizio anche la stima delle emissioni *associate alla produzione di energia necessaria alla costruzione* della centrale stessa e delle infrastrutture correlate (i metanodotti) così come l'energia impiegata nel *processo di estrazione e distribuzione del gas*. Questi consumi di energia associati al processo "upstream" sono a loro volta responsabili di significative emissioni inquinanti che vengono suddivise su una vita media degli impianti di 30 anni. Le Autrici del National Renewable Energy Laboratory stimano questo contributo pari a 133 kg/GWh [3]. Tenendo conto di questo ulteriore contributo si giun-

ge alla stima di 600 t/anno di particolato sottile un dato anche riportato dagli Autori italiani [4], i quali peraltro, correttamente, precisano che si tratta di un dato da interpretare nell'ambito dell'analisi del ciclo di vita delle centrali. In definitiva, l'impatto a scala locale delle emissioni di una centrale a ciclo combinato dovrebbe correttamente essere limitato ai prodotti di combustione nel normale esercizio. Quando la centrale viene insediata sul territorio come impianto aggiuntivo (senza sostituire emissioni preesistenti) dunque le emissioni aggiuntive da considerare possono essere quelle riportate in Tabella 2 per i diversi inquinanti. Naturalmente, per arrivare ad un'effettiva analisi di impatto ambientale, queste emissioni devono essere poi tradotte in concentrazione o deposizione a livello del suolo. Questo a sua volta dipende anche dalle modalità di scarico in atmosfera degli inquinanti. Camini più alti e velocità di rilascio elevate portano a fattori di diluizione che possono essere stimati mediante diversi tipi di modelli (più o meno raffinati) di simulazione della dispersione in atmosfera. Per una centrale con camino alto 60-80 metri, velocità dei fumi oltre 20 m/sec, temperatura dei fumi di circa 100 °C, tenendo conto dell'insieme delle condizioni meteorologiche che caratterizzano annualmente la Pianura Padana, il fattore di diluizione è molto elevato. Ciò significa ad esempio che le emissioni citate di particolato sottile (filtrabile + condensabile) sarebbero pari a circa 4 g/sec. e porterebbe a livelli di concentrazione in aria nell'ordine di circa 0,02 µg/mc (media annua).

Per gli altri microinquinanti, spesso presenti come frazione del particolato sottile, i livelli di concentrazione al suolo sarebbero proporzionalmente inferiori. Sarà compito degli esperti di impatto sanitario attribuire a questi dati un giudizio sul livello di pericolosità di questi livelli di esposizione per la salute umana.

Emissioni aggiuntive o sostitutive?

Nel panorama attuale dei numerosi progetti di centrali che sono in discussione è opportuno distinguere tra i casi in cui la

nuova centrale viene insediata ex-novo da quelle in cui si tratta di progetti di sostituzione e/o ampliamento di impianti esistenti. Quando la centrale si insedia ex-novo le emissioni sopra citate sono effettivamente da considerare come un incremento di impatto ambientale, piccolo quanto si vuole ma effettivamente di segno negativo e da valutare in termini di sostenibilità (il che dipende anche dalle condizioni ambientali di partenza). I piani energetici recentemente adottati da alcune regioni italiane (tra cui Lombardia ed Emilia Romagna), anche in accordo con le indicazioni che emergono dal testo dell'accordo Stato-Regioni del 5/9/2002 considerano prioritari progetti che si inseriscono come elementi di modernizzazione e razionalizzazione energetica di aree industriali esistenti sostituendo in particolare centrali termoelettriche preesistenti alimentate in genere a olio combustibile o altri sottoprodotti del ciclo di lavorazione dei prodotti petroliferi.

Quest'ultimo caso è quello che succede ad esempio in quasi tutti i centri petrolchimici e le raffinerie in Italia [Ferrara, Mantova, Sannazzaro de' Burgondi (PV) ecc.]. In queste situazioni la nuova centrale viene dunque proposta in sostituzione di centrali esistenti. In altri casi, i progetti includono aspetti di integrazione energetica sul territorio, con la centrale che viene gestita in assetto di cogenerazione e viene distribuito il calore a diverse utenze industriali nell'area oltre che alle utenze civili (teleriscaldamento). In questi casi le emissioni della nuova centrale, almeno in parte, non sono aggiuntive ma sostitutive di altre emissioni che verrebbero eliminate.

Sarebbero invece da depennare da questo contesto di razionalità energetica quei progetti che invece utilizzano quote del tutto marginali del calore di scarto per il teleriscaldamento (diremmo simbolico) di piccoli (se comparati con la potenza della centrale) agglomerati urbani.

Può essere utile alla discussione, ad esempio, proporre una stima delle emissioni, ottenute con un metodo analogo a quello usato per la centrale a ciclo combinato (cioè utilizzando sempre i fattori di emissione dell'US-EPA) ma applicandolo ad esempio al caso di una centrale termoelettrica alimentata ad olio combustibile (in genere di potenza elettrica molto più piccola di quella che si chiede di realizzare).

In Tabella 1 sono riportati in sintesi (a lato di quelli del metano nel turbogas) i fattori di emissione US-EPA attribuibili all'impiego di olio combustibile in centrali termoelettriche di piccola e media taglia (non dotate di particolari impianti di abbattimento degli inquinanti). In Tabella 2 sono riportate invece, sempre in sintesi e a lato di quelle del turbogas, le stime di emissione su base annua prodotte da un impianto di piccola taglia a olio combustibile. La taglia dell'impianto di riferimento è stata scelta in modo da essere rappresentativa di quanto si può trovare in un impianto petrolchimico in Italia. Il calcolo è stato effettuato mediante una tabella Excel e può essere riproporzionato su diverse taglie (chi è interessato può chiedere la tabella con un messaggio e-mail agli Autori).

Si può notare che in termini assoluti, la sostituzione di una centrale termoelettrica operante in cogenerazione con potenza elettrica di circa 78 MWe (con recupero termico in cogenerazione di vapore tecnologico pari a circa 270 MW termici) con una centrale a ciclo combinato da 780 MWe (in assetto di cogenerazione, per la produzione della stessa quantità di vapore cogenerato) porta ad uno scenario che vede la modifica delle emissioni inquinanti come sotto riportato:

- gli NOx: all'emissione da parte della centrale a olio combustibile di 1.068 t/anno si contrappone un'emissione della cen-

trale a metano pari a 777 t/anno, quest'ultima nel caso vengano adottati gli standard di emissione più restrittivi (30 mg/Nmc, 15% di O₂ nei fumi);

- il particolato sottile, con 28 (96) t/anno contro 184 (224) t/anno precedenti (tra parentesi il dato che include la frazione condensabile [5]);
- gli idrocarburi reattivi (tra cui la formaldeide), con 14,5 t/anno contro 1,1 t/anno precedenti;
- i metalli pesanti, con valori sempre minori se paragonati alle emissioni precedenti.

Rimane a carico del ciclo combinato a metano, nel confronto sopra citato, un'emissione specifica maggiore (anche se contenuta in termini quantitativi) di idrocarburi reattivi, tra cui in particolare la formaldeide: quest'ultima si forma (secondo l'US-EPA) a causa delle elevate temperature che si verificano nei turbogas. Una volta valutato per alcuni inquinanti di particolare interesse (in particolare le polveri, gli idrocarburi reattivi e i metalli pesanti) il confronto delle emissioni complessive a livello locale (se il progetto è di tipo "sostitutivo"), è opportuno portare il confronto anche sui dati di emissioni inquinanti per unità di energia elettrica prodotta. Confrontando i dati omologhi riportati nella Tabella 2 si noterà l'effetto congiunto delle minori emissioni del metano con la più elevata efficienza elettrica delle centrali a ciclo combinato che consente a queste ultime di immettere nella rete elettrica nazionale energia elettrica a minore contenuto inquinante specifico.

Significativo è in questo il confronto tra le emissioni di CO₂ (il principale gas climalterante): ogni unità di energia elettrica prodotta da ciclo combinato a metano ne produce un terzo rispetto alla stessa quantità prodotta da una centrale a olio combustibile di tipo tradizionale. Lo stesso confronto riportato, più correttamente nel quadro medio nazionale, alle centrali a olio combustibile di grossa taglia con rendimenti di trasformazione più elevati (37% circa), consentono di ridurre lo scarto a una diminuzione comunque significativa di un fattore circa 2.

Bibliografia e note

- [1] Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System, Pamela L. Spath, Margaret K. Mann, National Renewable Energy Laboratory, September 2000.
- [2] Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Fifth Edition, Volume I: *Stationary Point and Area Sources*, US - Environment Protection Agency, <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/>
- [3] Si veda la Tabella 18 (Comparison of NOx, SOx, and Particulate Emission Levels) dello studio citato (Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System, Pamela L. Spath, Margaret K. Mann, National Renewable Energy Laboratory, September 2000).
- [4] N. Armaroli, C. Po, *Chimica e Industria*, 2003, **85**(4), 45.
- [5] Il dato tra parentesi è riferito alla somma del particolato filtrabile (solido) e quello condensabile. Quest'ultimo è dall'US-EPA come la frazione che non viene raccolta dal filtro di prelievo al camino ma viene rilevata quando il campione prelevato viene raffreddato e nuovamente filtrato. In questa frazione possono essere ritrovati anche i prodotti di trasformazione del ossidi di zolfo e di azoto nei relativi nitrati e solfati, un processo che probabilmente avviene in atmosfera anche per tutte le altre emissioni inquinanti da combustione, incluse le emissioni del traffico veicolare e del riscaldamento invernale delle abitazioni.