

documento



■ Ivo Allegrini, Loretta De Giorgi,
Marinella Vicaretti

Inquinamento atmosferico da centrali turbogas

In questi ultimi anni, la notevole crescita della produzione di energia elettrica in Italia è stata realizzata grazie alle nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale, comunemente definite “turbogas”. L’opinione pubblica è però periodicamente scossa da notizie allarmanti relative alle emissioni di polveri da parte di questi impianti. Quale impatto hanno le emissioni generate da queste centrali? Sono più o meno inquinanti di quelle tradizionali? La risposta può venire solo da un rigoroso studio di impatto ambientale.

Dati di emissione

turbogas

Nel 2006, dei 314.100 GWh di energia elettrica prodotti in Italia, pari a circa l'86,7% del fabbisogno energetico nazionale, soltanto 52.200 GWh sono stati ottenuti da fonti rinnovabili, rappresentate prevalentemente da centrali idroelettriche e, in misura minore, da tutte le altre fonti, tra cui la combustione di rifiuti e biomasse, gli impianti geotermici, edici e fotovoltaici (Figura 2). Tale contributo è ancora molto basso, sebbene tale produzione abbia subito nell'ultimo anno un incremento del 4,5% rispetto al 2005. I combustibili impiegati nelle tradizionali centrali termoelettriche italiane hanno subito negli ultimi anni significative variazioni, dettate

dall'esigenza di diversificare il mix energetico per ridurre il rischio di una eccessiva dipendenza dalla disponibilità dei combustibili e dalle variazioni dei loro prezzi. Nel 2006 si sono registrate le seguenti proporzioni riferite alle percentuali di energia prodotta con i diversi combustibili fossili: 60,5% gas naturale, 16,9% carbone, 12,9% derivati petroliferi, 2,4% gas derivato come i gas di acciaieria, d'altoforno, delle raffinerie, 7% altri combustibili. Le percentuali relative ai tre principali combustibili sono cambiate radicalmente in pochi anni: nel 1996 infatti, gas naturale, carbone e petrolio pesavano rispettivamente il 25%, l'11% e il 59%.



Figura 1 - Soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica in Italia relativo all'anno 2006.

(Elaborazione dati statistici pubblicati da Terna - Rete Elettrica Nazionale; www.terna.it)

Si riporta un grafico rappresentativo delle variazioni dell'impiego di combustibili fossili in Italia negli ultimi anni (Figura 3).

Osservazioni

Si osserva un forte aumento dell'utilizzo di gas naturale, sia in termini assoluti sia percentuali, a svantaggio dei combustibili liquidi (derivati del petrolio), mentre l'impiego di combustibili solidi (prevalentemente carbone), resta pressoché costante tra il 2004 e il 2006 dopo un significativo aumento negli anni precedenti. Il gas naturale è uno dei combustibili più ecologici, data l'assenza di impurità solide, di composti metallici e di idrocarburi policiclici aromatici. Esso non contiene zolfo se non in tracce, a differenza del carbone e dell'olio combustibile; durante la combustione non si formano dunque ossidi di zolfo. È noto, inoltre, che una combustione efficiente di un combustibile gassoso non genera apprezzabili emissioni di polveri. L'utilizzo crescente di gas naturale in impianti di generazione di energia elettrica e la profonda ristrutturazione del parco termoelettrico italiano avviata con la liberalizzazione del settore elettrico e caratterizzata dalla registrazione di numerosissimi progetti di nuove centrali a ciclo combinato a gas naturale, comunemente definite "turbogas", hanno comportato negli ultimi anni per l'Italia una serie di vantaggi sia di tipo economico sia di tipo ambientale, ed hanno consentito una notevole crescita della produzione di energia elettrica; di pari passo con l'installazione diffusa di nuove turbogas è cresciuto infatti il rendimento medio di conversione del sistema termoelettrico italiano, che oggi si pone su elevati livelli, superiori al 38%, e sono contemporaneamente diminuite le emissioni atmosferiche annue del

settore. La tecnologia a ciclo combinato consente, inoltre, attraverso il recupero del calore dei gas combusti in uscita dalla turbina a gas (i quali possiedono un contenuto energetico ancora elevato perché molto caldi), la produzione di ulteriore energia elettrica con un'apposita unità a vapore, senza bruciare ulteriori quantità di combustibili. Mentre le centrali tradizionali a condensazione hanno rendimenti medi nell'ordine del 35÷40%, i cicli combinati a gas naturale superano oggi il 55%, fino a raggiungere livelli del 60%, grazie all'impiego di turbine a gas di derivazione aeronautica. Nel caso di cicli combinati per la co-generazione di energia elettrica e calore si raggiungono inoltre rendimenti globali del sistema (elettrico e ter-

mico) superiori all'75%, che si traducono in un notevole risparmio energetico. I moderni bruciatori utilizzati dalle turbine a gas di nuova generazione, progettati per ottimizzare la miscelazione di combustibile e comburente a bassa temperatura, garantiscono efficienze produttive assai elevate e consentono di ridurre ancora di più la formazione di prodotti della combustione, come il particolato, e, grazie alle basse temperature, gli ossidi di azoto. In tali bruciatori, denominati Dry Low NOx (DLN) la combustione non avviene con una fiamma diffusiva (nella quale l'apporto di comburente avviene per diffusione all'interfaccia tra combustibile ed aria), ma con una fiamma premiscelata, con rapporti di equivalenza imposti all'interno dei limiti



di infiammabilità e con temperature più basse che determinano quindi minori emissioni di NOx. Tale fiamma evita la formazione di particolato, tendendo ad operare con tutto l'ossigeno sufficiente a completare la combustione. Inoltre, i sistemi di filtraggio dell'aria comburente nelle turbine a gas si comportano come dispositivi di depurazione dell'aria ambiente dal particolato in essa sospeso, trattenendo una parte significativa delle polveri presenti, soprattutto quelle di dimensione più elevata. Alcune sperimentazioni condotte da un gruppo di ricercatori anglo-svizzeri su moderne turbine a gas di diversa taglia con bruciatori DIn premiscelati e alimentati a gas naturale hanno infatti dimostrato (utilizzando una strumentazione avan-

zata, capace di "contare" il numero di particelle presenti nei gas analizzati e di campionarle a diversi valori di diametri equivalenti, fino a dimensioni di 6 nm) una notevole diminuzione del numero di particelle sospese fra l'aria aspirata dal compressore e i gas combusti, e l'assenza di particelle ultrafini. Per la riduzione di emissioni degli ossidi di azoto la maggior parte di impianti turbogas italiani utilizzano solo misure primarie integrate col processo, come appunto i bruciatori DIn, che risultano sufficienti a raggiungere notevoli prestazioni, con emissioni di NOx dell'ordine di 30 mg/Nm³, a fronte di un valore pari a 50 mg/Nm³ di qualche anno fa. Solo qualche centinaio di impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale operanti in Europa,

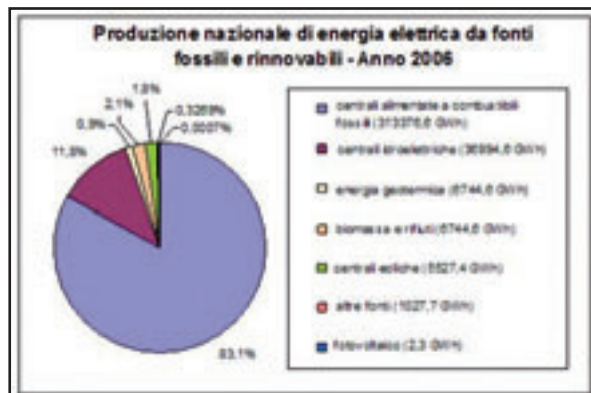
Giappone e Stati Uniti, impiegano anche tecnologie catalizzanti a valle del processo come i sistemi di Riduzione Catalitica Selettiva (Scr), necessari solo quando sussistano particolari criticità ambientali locali che richiedono ulteriori riduzioni delle emissioni di NOx. Come ormai noto, la tecnica Scr ha delle controindicazioni legate soprattutto alle emissioni di tracce di ammoniaca, la quale produce sali di ammonio, dando origine a granelli solidi che costituiscono le polveri sospese. Per questo le centrali turbogas per le quali si riscontra una emissione significativa di particolato sono quelle che impiegano tecnologie catalizzanti per la riduzione degli ossidi di azoto. I soli inquinanti che si liberano in quantità significative dalla combustione del gas naturale sono dunque gli ossidi di azoto oltre al monossido di carbonio (in misura decisamente minore). Tuttavia, la questione relativa alle emissioni di polveri sottili da impianti turbogas, sollevata dalla pubblicazione di alcuni studi, a partire da quello dei ricercatori Nicola Armaroli e Claudio Po [4], del novembre 2003, più volte confutato da numerosi successivi studi e indagini sperimentali, continua in questi ultimi anni a suscitare allarme nell'opinione pubblica.

Centrali turbogas e impianti tradizionali a condensazione

Dati di emissione a confronto

Per comprendere l'entità delle emissioni generate dalle centrali turbogas alimentate a gas naturale e raffrontare il loro impatto sulla qualità dell'aria con quello delle centrali convenzionali a con-

Figura 2 - Produzione nazionale di energia elettrica relativa all'anno 2006. (Elaborazione dati statistici pubblicati da Terna - Rete Elettrica Nazionale; www.terna.it)



densazione alimentate con combustibili fossili solidi o liquidi, è utile mettere a confronto i dati di emissione relativi a diversi tipi di impianti presenti sul territorio italiano. A tale scopo si fa in particolare riferimento ai dati ottenuti da precedenti studi effettuati dall'Istituto sull'Inquinamento Atmosferico - Cnr [1] [2]. Inoltre, al fine di riferire le analisi ad uno scenario più ampio e rappresentativo delle diverse realtà industriali nazionali, si riportano nella stessa tabella comparativa anche i dati relativi alla centrale Edipower di Sermide, riportati nello studio pubblicato nel 2005 dal Politecnico di Milano [3], il quale fornisce importanti risultati relativi a misurazioni di particolato e polveri sottili generate da combustori Dnl alimentati a gas, di cui la letteratura internazionale non è particolarmente ricca. Si considerano, infine, i dati relativi al progetto di riconversione a carbone della centrale Enel di Civitavecchia

(Torrevaldaliga Nord), progetto che ha avuto dalla Commissione di Valutazione di Impatto Ambientale (Via) giudizio positivo di compatibilità ambientale con decreto del 4 novembre 2003. Per meglio confrontare i dati di emissione è utile inoltre ricavare i fattori di emissione riferiti alla potenza elettrica prodotta (Tabella 1). Come si evince dalla Tabella, per le due centrali alimentate a gas sia le concentrazioni sia i fattori degli inquinanti gassosi sono di due o tre ordini di grandezza inferiori rispetto alle centrali alimentate a carbone o a olio Atz, ad eccezione degli NOx, che, seppure inferiori, risultano dello stesso ordine di grandezza. La differenza tra i valori relativi alle polveri totali è naturalmente ancora più evidente: sia le concentrazioni sia i fattori di emissione delle centrali turbogas sono di tre o quattro ordini di grandezza inferiori rispetto agli altri. I dati della centrale di Sermide sono più

contenuti rispetto a quelli della centrale di Porto Corsini; tale differenza è probabilmente dovuta alla presenza nell'aria comburente di particolato fine di origine naturale nella zona costiera in cui quest'ultimo impianto è localizzato. Riguardo alle polveri sottili basti osservare che la loro concentrazione risulta comunque inferiore a quella delle polveri totali ed è quindi ancora più trascurabile, pur rappresentando, esse, un'alta percentuale in termini di massa delle polveri totali in entrambi i casi di centrali turbogas. Il PM₁₀ rappresenta nel caso della centrale di Porto Corsini l'80% delle polveri totali, e nel caso della centrale di Sermide il 60%. A tale proposito si ricorda che il citato studio del Politecnico di Milano [3] aveva come oggetto di indagine anche un impianto convenzionale a vapore della stessa centrale di Sermide (ora non più in esercizio) ad alimentazione mista olio/gas nel rapporto pari

Tabella 1 - Confronto tra i livelli emissivi e i fattori di emissione per MWe per le diverse tipologie di centrali termoelettriche presenti sul territorio italiano.

	Centrale ENEL a ciclo combinato di Porto Corsini ¹	Centrale EDIPOWER di Sermide ²	Gruppo termoelettrico convenzionale a condensazione		Centrale ENEL di Torrevaldaliga Nord - Progetto di riconversione a carbone ³
Combustibile	Gas naturale (concentrazioni riferite al 15% di O ₂)	2 gruppi a ciclo combinato Alimentati a gas naturale (concentrazioni riferite al 15% di O ₂)	Olio combustibile ad alto tenore di zolfo (ATZ)	Carbone	Carbone (concentrazioni riferite al 6% di O ₂)
Potenza elettrica (MWe)	400	380 ³	660		4 gruppi da 660 MWe
Rendimento elettrico	55%	55%	- 40%		44,7%
Emissioni (mg/Nm³)					
NOx	34,5	18,60	168,5	172,3	150
CO	0,7	0,04	44,9	45	-
SO ₂	-	-	339,7	289,1	100
PTS	79,5 · 10 ⁻³	13,8 · 10 ⁻³	17,1	24,3	20
PM ₁₀	63,5 · 10 ⁻³	8,3 · 10 ⁻³	-	-	-
PM _{2,5}	-	5,4 · 10 ⁻⁴	-	-	-
Fattore di emissione (Kg MWe⁻¹h⁻¹)					
NOx	0,21	0,102	0,44	0,61	0,47
CO	0,01	0,0022	0,12	0,16	-
SO ₂	-	-	0,88	1,03	0,32
PTS	0,5	0,076	51,4	90,4	63,09
PM ₁₀	0,4	0,046	-	-	-
PM _{2,5}	-	0,03	-	-	-

¹Dati riportati in "Valutazione delle emissioni di particolato da centrali a ciclo combinato" - Rotatori M., Strilli A., Ousierio E., Allegri L. Atti del Convegno "Le polveri sottili dai processi di combustione, il degrado ambientale e l'effetto sulla salute. Controllo e prevenzione" ECOMOND 0 2004, RIMINI 3 - 6 Novembre 2004

²Dati riportati in "Aspetto ambientale dei cicli combinati Alimentati a gas naturale, con Particolare riferimento alle Emissioni di polveri sottili" Dipartimento di Energia, Dipartimento di Chimica, Materiali e Ingegneria Chimica "Giulio Natta" DIAR, (Ingegneria Idraulica, Ambientale, Infrastrutture, Vie, Rilevamento) DEI (Elettronica e Informazione) Novembre 2004.

³La potenza media prodotta nel periodo di indagine e riportata nello studio è pari a 230 MWe.

⁴Dati riportati in "Characterisation and evaluation of the emissions from the combustion of bituminous-coal and heavy fuel oil in a thermoelectric power plant" - M. Rotatori, E. Ousierio, A. Strilli, L. Confessori, M. Bianchini, F. Marino, L. Petrák, L. Allegri, Environmental technology, vol.24 pp. 1017-1023 - 2003

⁵Dati garantiti dal progetto presentato da ENEL SpA che ha ottenuto giudizio positivo di compatibilità ambientale dalla commissione di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) con decreto del 4/11/2003.

a 25%/75%; per questo gruppo il rapporto medio PM_{10}/Pts relativo alle emissioni misurate durante il periodo di indagine risultava pari al 79,2%, quindi superiore a quello relativo ai gruppi turbogas della stessa centrale. Questi dati confermano quanto già riportato da precedenti studi dell'Istituto sull'Inquinamento Atmosferico nonché da numerose indagini nazionali, come il citato studio del Politecnico di Milano e le misure effettuate dall'Arpa (Agenzia Regionale per la Protezione dell'Ambiente) della Regione Emilia Romagna su alcuni impianti regionali, le quali hanno portato alla conclusione che le tonnellate all'anno di PM_{10} emesse da centrali a ciclo combinato turbogas non possono essere superiori a qualche tonnellata, contrariamente a quanto sostenuto dallo studio di Armaroli e Po, che quantificavano un valore pari a 290 tonnellate all'anno emesse da una centrale turbogas da 800 MW. In

Inquinante	Valori limite
	mg/Nm ³ (rif 15% O ₂)
NO_x	combustibile: gas naturale
	50
	75 per sistemi di produzione combinata di calore ed elettricità con rendimento globale >75 %
SO_x	combustibili gassosi in generale
	35 (diversi limiti per gas siderurgici e gas liquefatto)
	Particolato -
(Pts)	(per le nuove turbine a gas il decreto esclude un limite)

considerazione delle irrilevanti emissioni di polveri generate da nuovi impianti turbogas, la normativa ambientale nazionale e comunitaria non individua alcun limite di emissione per questi impianti né per le polveri totali né per le polveri sottili. In Tabella 2 si riportano i limiti nazionali di emissione per le nuove turbine gas alimentate a gas naturale, fissati dall'art. 273 e dall'Allegato II alla Parte Quinta del DLgs. 152/06, che recepisce la Direttiva Co-

munitaria 2001/80/CE riguardante i Grandi impianti di combustione.

Impatto ambientale: ricaduta al suolo delle emissioni

Gli effetti delle emissioni sulla salute e sull'ambiente devono essere valutati tenendo presente le concentrazioni di ricaduta al suolo degli inquinanti emessi che contribuiscono a determinare le concentrazioni di qualità dell'aria

Tabella 2 - Limiti di emissione nazionali per inquinanti atmosferici emessi da impianti turbogas.

Combustibile	Centrale ENEL a ciclo combinato di Porto Corsini	Centrale EDIPOWER di Seride	Gruppo termoelettrico convenzionale a condensazione		Centrale ENEL di Torvaldaliga Nord - Progetto di riconversione a carbone
	Gas naturale	Gas naturale	Olio (ATZ)	Carbone	Carbone
Potenza elettrica (MWe)	400	380	660		4 gruppi da 660 MWe
Altezza del camino (m)	90	130	200		250
Portata media (Nm ³ /h)	1,8 · 10 ⁴	1,57 · 10 ⁴	2,0 · 10 ⁴	1,5 · 10 ⁴	2,1 · 10 ⁴ (per ognuna delle 4 carne del camino)
Velocità di uscita (m/s)	20	17	15,6	12	23
Rapporto di diluizione (concentrazione emessa al camino / concentrazione di ricaduta al suolo)	1000	1000	2000		1500 [†]
Concentrazioni di ricaduta (µg/Nm³)					
NO _x	34,5	18,6	84,3	86,2	100,0
CO	0,7	0,04	22,5	22,5	-
SO ₂	-	-	169,9	144,6	66,7
PTS	79,5 · 10 ⁻³	13,8 · 10 ⁻³	8,6	12,2	13,3
PM ₁₀	63,5 · 10 ⁻³	8,3 · 10 ⁻³	-	-	-
PM _{2,5}	-	5,4 · 10 ⁻³	-	-	-
Concentrazioni di ricaduta per MWe prodotto [µg / (Nm³ · MWe)]					
NO _x	92	65,3	145,3	130,5	39,4
CO	1,87	0,14	38,7	34,1	-
SO ₂	-	-	292,8	219,0	26,3
PTS	2,1 · 10 ⁻¹	5 · 10 ⁻²	14,7	18,4	5,3
PM ₁₀	1,7 · 10 ⁻¹	3 · 10 ⁻²	-	-	-
PM _{2,5}	-	1,9 · 10 ⁻²	-	-	-

[†] Dedotto dai dati di riportati nello studio di valutazione ambientale per il quale ENEL SpA ha ottenuto giudizio positivo di compatibilità ambientale con decreto del 4/11/2003.

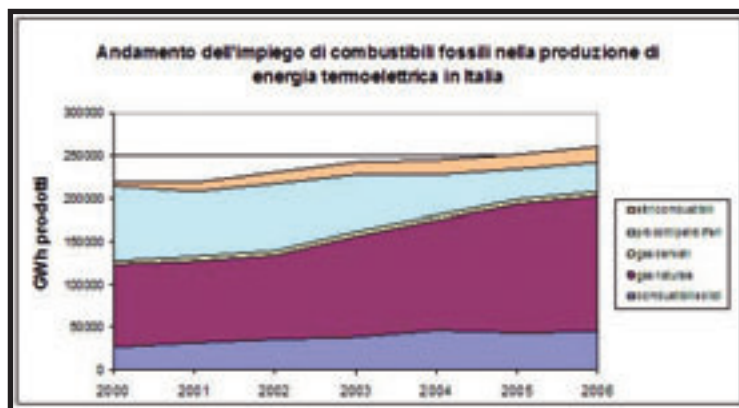
Tabella 3 - Stima delle concentrazioni di ricaduta al suolo degli inquinanti per diverse tipologie di centrali termoelettriche italiane.

ambiente. Le ricadute al suolo degli inquinanti emessi dagli impianti industriali dipendono da meccanismi di trasporto e diffusione determinati da parametri chimico-fisici caratteristici delle emissioni stesse, come i flussi di massa dei diversi inquinanti, la temperatura e la velocità di uscita dei fumi al camino e l'altezza del camino stesso. In tale contesto gioca inoltre un ruolo fonda-

mentale la meteorologia e, in particolare, fattori come la direzione e velocità del vento e la stabilità dell'atmosfera, nonché l'orografia del terreno che può favorire o impedire la dispersione dei fumi in una determinata zona. Al di là delle stime delle concentrazioni di ricaduta ottenibili con opportuni modelli di dispersione in atmosfera, più o meno raffinati, che tengano conto delle diverse caratte-

ristiche del singolo impianto e dell'area in cui esso si colloca, si può approssimativamente fornire un'idea delle concentrazioni di ricaduta dovute alle emissioni degli impianti facendo riferimento ai rapporti di diluizione (fra l'emissione al camino e l'immissione al suolo nel punto di massima ricaduta) provocati dalla dispersione atmosferica. Questi sono deducibili per ogni tipologia d'impianto dall'applicazione del più semplice modello di dispersione gaussiano nelle condizioni semplificate più cautelative. Riferendosi al breve periodo e quindi a concentrazioni di ricaduta orarie, si possono assumere i rapporti di diluizione riportati in Tabella 3, relativi alle caratteristiche geometriche dei camini e alle portate, velocità e temperature di uscita dei fumi tipiche degli impianti considerati, e nelle condizioni di stabilità atmosferica che determinano le maggiori concentrazioni

Figura 3 - Andamento dell'utilizzo di combustibili fossili per la produzione nazionale di energia elettrica negli anni 2000-2006. (Elaborazione dati statistici pubblicati da Terna - Rete Elettrica Nazionale; www.terna.it).



di ricaduta. È utile confrontare le stime così ottenute sia come concentrazioni di ricaduta al suolo (intese come contributo degli impianti alle concentrazioni dell'aria ambiente), sia come concentrazioni specifiche di ricaduta rapportate ai MWe prodotti da ogni impianto. I risultati ottenuti evidenziano come le concentrazioni al suolo di massima ricaduta degli inquinanti emessi dagli impianti turbogas considerati siano molto più basse delle ricadute generate dagli impianti convenzionali alimentati a carbone o ad olio combustibile. Ciò, nonostante la maggiore altezza dei camini degli impianti convenzionali (200-250 m), caratteristici delle centrali di grande taglia, come quelle considerate nel presente studio. In particolare, riguardo alle emissioni di polveri, sia le concentrazioni di ricaduta sia le immissioni riferite ai MWh prodotti sono di due o tre ordini di grandezza inferiori

rispetto ai valori relativi ai cicli convenzionali a carbone e a olio, ad eccezione, degli ossidi di azoto. Si osservano inoltre le buone prestazioni garantite dal progetto di riconversione dell'impianto Enel di Torrealvaldliga, rispetto all'altro impianto a carbone considerato nel presente studio. Si vuole infine osservare che gli impianti a carbone presi in considerazione nello studio sono tra i più grandi presenti sul territorio italiano, e che gli altri impianti di questa tipologia presentano caratteristiche tali da non garantire, a parità di condizioni esterne, una uguale diffusione delle emissioni in atmosfera.

Polveri fini e ultrafini da processi di combustione in impianti turbogas

L'impatto ambientale e sulla salute umana delle emissioni di particolato è legato principalmente alle particelle fini (dimensioni com-

prese tra 0,08 μ m e 1-2 μ m) e ultrafini (dimensioni inferiori a 0,08 μ m), che costituiscono l'aerosol atmosferico, intendendo per aerosol una sospensione stabile di particelle solide in un gas. Le particelle ultrafini, oltre a contenere composti organici solubili come solfati e nitrati, hanno una componente organica significativa. Esistono, inoltre particelle con diametri nell'intervallo da 10 a 80 nm, che si formano nei sistemi di combustione, le quali, se non ossidate in regioni di post-ossidazione, possono successivamente aggregare, coagulare e coalescere raggiungendo dimensioni che vanno dalle decine di nanometri ai micrometri. Attualmente le apparecchiature commerciali più avanzate riescono a rilevare particelle con un diametro minimo di 10 nm e solo l'utilizzo di nuovi e più sofisticati sistemi di misura ha portato negli ultimi anni alla rilevazione di particelle con dimensioni inferiori a 10 nm. L'origine di queste particelle non è correlabile con fattori ambientali o di irraggiamento solare ed è invece correlabile con elevate concentrazioni di NOx e SOx, il che suggerisce l'associazione di questo particolato a sorgenti antropogeniche locali, overosia a sistemi di combustione. Alcune recenti ricerche hanno studiato nel dettaglio le caratteristiche chimiche e fisiche del particolato carbonioso e i meccanismi di formazione (ancora poco conosciuti) di particelle fini e ultrafini nei processi di combustione, come la recente ricerca eseguita dall'Istituto di Ricerca sulla Combustione Irc di Napoli che ha in particolare analizzato i processi che avvengono nei moderni combustori a premiscelamento delle turbine a gas, nella condizione cosiddetta di "combustione pulita". In base alla funzione di distribuzione delle dimensioni del particolato, in termini di numero di particelle, da tali studi emerge che la massa di particolato totale emessa è estremamente bassa; tra queste si riscontra la formazione di un discreto numero di particelle ultrafini, con dimensione compresa tra 1 e 10 nm. Lo studio dimostra, tuttavia, che, nonostante il numero di particelle fini e ultrafini costituisca più del 80% del nume-



ro totale di particelle presenti nell'aerosol atmosferico, in termini di massa il suo contributo è praticamente trascurabile. Inoltre, l'assenza di benzene, primo composto aromatico, è un altro indice di una fiamma ben miscelata. L'assenza infine di aromatici superiori, tipici precursori del particolato carbonioso, dimostra l'assenza di particolato anche a livello nanometrico. Si osserva, inoltre, che, ferma restando la necessità di utilizzare metodi e tecniche di valutazione delle emissioni nei fumi adatte a misurare particelle estremamente piccole, la valutazione dell'impatto ambientale di un particolato si basa, anche a livello normativo, sulla concentrazione in massa e non sul numero di particelle, così come si fa generalmente per gli inquinanti gassosi.

Conclusioni

Dai risultati emersi dal presente studio, condotto sulle emissioni atmosferiche generate da diverse tipologie di impianti di produzione di energia elettrica presenti sul territorio italiano, si evince come l'impatto ambientale relativo alle centrali turbogas sia di gran lunga inferiore rispetto a quello generato da altri impianti di produzione di energia alimentati a combustibili fossili. Attualmente la tecnologia dei cicli combinati alimentati a gas naturale rappresenta la soluzione migliore per

generare energia elettrica sia in termini di efficienza di conversione sia in termini di prestazioni ambientali, data l'assenza nel gas naturale di zolfo, di impurità solide, di composti metallici e di idrocarburi policiclici aromatici e grazie all'utilizzo di combustori a secco premiscelati, che garantiscono una efficiente combustione e non generano emissioni di polveri. Gli unici inquinanti emessi in misura significativa da una moderna centrale a ciclo combinato alimentata a gas sono gli ossidi di azoto. La trascurabile quantità di polveri generate da questi impianti, infatti, fa sì che la legislazione ambientale nazionale e comunitaria non abbia individuato alcun limite di concentrazione in uscita per le polveri totali né per le polveri sottili. Anche le concentrazioni di ricaduta al suolo (immissioni in atmosfera) dovute alle emissioni dagli impianti turbogas sono molto inferiori rispetto alle immissioni dovute agli impianti tradizionali; in particolare, le concentrazioni di ricaduta di polveri e polveri sottili riferite all'energia elettrica prodotta risultano di due o tre ordini di grandezza in meno rispetto ai contributi stimati per le altre centrali alimentate a carbone e a olio combustibile. Inoltre, le indagini e gli studi finora condotti a livello nazionale e internazionale sulle polveri fini e ultrafini emesse da turbogas, pur evidenziando l'ele-

vato rapporto tra queste ultime e il particolato totale, in termini sia di massa sia di numero di particelle (dovuta in parte all'azione di filtraggio dell'aria comburente nelle turbine a gas, che trattengono soprattutto le particelle di dimensione più elevata), non danno alcuna evidenza sperimentale della pericolosità di tali emissioni da centrali turbogas in termini di quantità assolute. Resta ferma la necessità di utilizzare metodi e tecniche di valutazione delle emissioni nei fumi sempre di più avanzati e capaci di misurare particelle estremamente piccole al fine di accertare le basse quantità emesse di queste specie emesse. Si sottolinea, infine, che i risultati ottenuti e le considerazioni fatte in base alle indagini condotte finora contribuiscono a comprendere meglio il problema relativo all'impatto ambientale generato dagli impianti turbogas. Tuttavia, al fine di individuare in maniera esatta ed inequivocabile i livelli emissivi ed immissivi caratteristici di questi impianti e per una corretta interpretazione del problema sono necessarie intense ed approfondite attività di monitoraggio con adeguati ed efficienti sistemi di controllo. ■

BIBLIOGRAFIA

- [1] M. Rotatori, A. Sbrilli *et al.*, "Valutazione delle emissioni di particolato da centrali a ciclo combinato", Atti del Convegno "Le polveri sottili dai processi di combustione, il degrado ambientale e l'effetto sulla salute. Controllo e prevenzione". Ecomondo 2004, Rimini 3 - 6 Novembre 2004.
- [2] M. Rotatori, E. Guerniero *et al.*, "Characterisation and evaluation of the emissions from the combustion of orimulsion-400, coal and heavy fuel oil in a thermoelectric power plant", *Environmental technology*, 2003, **24**, 1017.
- [3] A cura di E. Macchi, Estratto della ricerca "Impatto ambientale dei cicli combinati Alimentati a gas naturale, con Particolare riferimento alle Emissioni di polveri sottili", Dipartimento di Energetica Dipartimento di Chimica, Materiali e Ingegneria Chimica "Giulio Natta" Diiar (Ingegneria Idraulica, Ambientale, Infrastrutture Viarie, Rilevamento), Dei (Elettronica e Informazione), Politecnico di Milano 2004.
- [4] N. Armaroli, C. Po, "Emissioni da centrali termoelettriche a gas naturale. La letteratura corrente e l'esperienza statunitense", *La Chimica e l'Industria*, 2003, **85(4)**, 45.
- [5] Pamela L. Spath, Margaret K. Mann, "Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System", National Renewable Energy Laboratory, September 2000.
- [6] O. Olivetti Selmi, D.le Fraternali, "Le emissioni di centrali a ciclo combinato. Analisi e confronto con impianti termoelettrici tradizionali", *La Chimica e l'Industria*, 2003, **85**, 1.
- [7] Emission Factor Documentation of AP-42 Section 3.1, Stationary Combustion Turbines, US Environmental Protection Agency, Alpha-Gamma Technologies, Raleigh, North Carolina, 2000.
- [8] "Le attività del gestore dei servizi elettrici - Rapporto GSE 2006" (www.gsel.it/ita/index.asp).
- [9] Dati di produzione 2006 - Terna - Rete Elettrica Nazionale (www.terna.it).