

GEM / AdB Termo / PCC

UB Pietrafitta

Centrale Turbogas Giugliano

NOTA TECNICA

Verifica dell'applicabilità delle BAT pertinenti per l'impianto

	O.Sguerri	O.Sguerri	R.Bravetti	09/10/09
	Redatto	Verificato	Approvato	Data

 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA GEM/AdB PT	NOTA TECNICA		Pag.	di
	Centrale Turbogas di Giugliano Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto		2	8

1 INTRODUZIONE

Le n. 4 Turbine a gas installate nella centrale turbogas Enel di Giugliano sono di costruzione FIAT (modello TG 50C) e risalgono agli anni '90. Hanno una potenza netta di 88 MWe ciascuna e funzionano esclusivamente in ciclo semplice, alimentate con gasolio.

2 MTD PER TURBINE ALIMENTATE A GASOLIO

Per Turbine a gas di questa tipologia, relativamente alle MTD per il contenimento delle emissioni in atmosfera si è fatto riferimento ai seguenti documenti:

- nel Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (EU Commission - BREF LCP – July 2006).
- Nel DECRETO 1 ottobre 2008 “*Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.*” per gli impianti esistenti che esercitano le attività rientranti nelle categorie descritte ai seguenti punti dell'allegato I del medesimo decreto: «1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.». (G.U. 3/3/2009 N°29)

Quest'ultimo Decreto peraltro, al paragrafo **5.5.3 Utilizzo dei combustibili liquidi** dell'Allegato, rimanda alla parte relativa alle Turbine a gas (**5.2.1. e 5.2.5**), laddove non sono contenute specifiche indicazioni tecnologiche per il caso di combustione di gasolio in turbina, né indica valori di emissione attesi:

(...) I combustibili liquidi vengono anche utilizzati, in quantità comunque di gran lunga inferiori, come alimentazione di turbogas, al cui paragrafo si rimanda.

Con riferimento infatti alle sole tecnologie di controllo delle emissioni degli NOx da turbine alimentate a gas, il paragrafo **5.2.5 Abbattimento delle emissioni** indica i sistemi di abbattimento degli ossidi di azoto per turbine a gas naturale, evidenziando le difficoltà all'applicazione in impianti esistenti:

TECNICHE	BENEFICI AMBIENTALI	APPLICABILITÀ		ESPERIENZA	NOTE
		Nuovo	Esistente		
Turbine a gas in ciclo semplice e CCGT					
Iniezione di acqua o vapore in camera di combustione	Riduzione NO _x	possibile	possibile	elevata	La quantità di vapore/acqua iniettata ha un limite max legato ad aspetti tecnologici della turbina a gas.
Brucciatori Dry Low NOx	Riduzione NO _x	possibile	dipende dal caso specifico	elevata	
Riduzione selettiva catalitica (SCR)	Riduzione NO _x	possibile	Bassa o nulla	Molto bassa	Per CCGT esistenti l'adozione dell'SCR implica spazi tali da comportare il rifacimento del GVR e quindi costi elevati

 <p>GEM/AdB PT</p>	<p>NOTA TECNICA</p> <p>Centrale Turbogas di Giugliano</p> <p>Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto</p>	<p>Pag. di</p> <p>3 8</p>
---	---	---

Analoghi riferimenti, con medesime precauzioni rispetto all'applicabilità delle tecnologie agli impianti esistenti, sono presenti nel BREF LCP ai paragrafi "**6.1.10.4 Control of emissions to air from liquid fuel-fired gas turbines**" e "**6.5.4 BAT for liquid fuel-fired gas turbines**" dove si esplicita:

For gas turbines firing liquid fuel such as LFO or diesel, the injection of water or steam is considered as BAT for the reduction of NOx emissions. Nowadays, dry low NOx premix burners (DLN) are also available for liquid fuel-fired gas turbines. These DLN burners can even be used if liquid fuel and natural gas is fired in the same turbine.

DLN burners are only BAT for new turbines were the technique is available on the market for the use in gas turbines burning liquid fuels.

SCR can also be used but according to the economic feasibility the application needs to be regarded case by case. For gas turbines using only liquid fuel (for instance, in cases where gaseous fuels are temporarily not available), reference is given to Section 7.5 of this document.

In general, for liquid fuel-fired gas turbines, the use of low sulphur fuel oil is considered to be BAT for the reduction of SO₂.

Dunque per la riduzione degli ossidi di **zolfo** si prevedono esclusivamente misure primarie e relative al tenore di zolfo nel combustibile.

Pur se i bruciatori dry low NOx (DLN) hanno raggiunto un buon grado di sviluppo, per la riduzione degli ossidi di azoto si indica l'**iniezione di acqua o vapore** (premiscelati al combustibile o direttamente in camera di combustione) come opzione tecnologica più facilmente applicabile agli impianti esistenti.

Riguardo l'iniezione di acqua o vapore, nello stesso documento si specifica che:

- su macchine esistenti, richiede modifiche del design del sistema di combustione e del layout della turbina non sempre applicabili
- può ridurre la vita residua del turbogas
- ha influenza sui parametri di funzionamento della turbina, con peggioramento dell'efficienza energetica, problemi di stabilità di fiamma, aumento del flusso di massa dei gas esausti
- se devono essere tenute sotto controllo le emissioni di CO, ci si attende una minore riduzione del tenore di NOx
- l'alto grado di purezza del vapore o dell'acqua da iniettare ad alta pressione in turbina richiede l'uso di impianti di trattamento e demineralizzazione, con produzione di rifiuti e reflui da trattare (e notevole aumento dei costi operativi nei siti dove non è già attivo un sistema di produzione acqua demi per altri scopi).

"The amount of steam (or water) can also be responsible for trouble in the combustion chamber (burners, flow sleeves, liners, transition pieces) with particular effect on lifetime and risks of failure with damages to the downstream turbine section.

In addition, the increase of water concentration in the exhaust flow from the combustion chamber to the turbine section has an impact on the integrity of blades and nozzles. In

 <p>GEM/AdB PT</p>	<p>NOTA TECNICA</p> <p>Centrale Turbogas di Giugliano</p> <p>Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto</p>	<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center;">Pag.</td> <td style="text-align: center;">di</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">4</td> <td style="text-align: center;">8</td> </tr> </table>	Pag.	di	4	8
Pag.	di					
4	8					

fact, the heat exchange coefficient from the exhaust flow to the surface of the nozzles or blades is proportional to the water concentration.

So if the gas turbine runs with a large amount of steam or water in order to control the NOx, mechanical damage and a efficiency reduction may occur, increasing the maintenance costs and the risk of failure.”

Il costo di investimento per introdurre tale tecnologia in TG non predisposti è altamente variabile, in relazione ai sistemi di iniezione praticabili e alla disponibilità di acqua demi nel sito. I costi operativi addizionali sono dovuti all’aumento di consumo del combustibile, oltre alla necessità di produzione di acqua demineralizzata.

La tecnologia Dry low NOx è specifica per tipologia di macchina, ovvero sviluppata da ciascun produttore per singoli modelli laddove la domanda di mercato ne abbia giustificato la ricerca per lo sviluppo industriale.

Per macchine più vecchie o a bassa produzione tale tecnologia non è disponibile o installabile a costi ragionevoli, sicché i livelli emissivi attesi per le turbine a gas di vecchia realizzazione sono più elevati di quelli dei modelli di produzione recente.

3. APPLICAZIONE DELLE MTD AD IMPIANTI ESISTENTI

Le “migliori tecniche disponibili”, a cui nel Decreto 1/10/2008 e nel BREF LCP sono correlate prestazioni emissive, sono quelle ritenute accessibili a condizioni ragionevoli in considerazione di costi e vantaggi conseguibili *con riferimento alla generalità del settore industriale*, pertanto per il caso di impianti esistenti non già dotati di tali tecnologie, si deve considerare sempre come queste possano rappresentare opzioni tecnicamente impossibili e/o costi di investimento e di esercizio economicamente non sostenibili, in relazione all’età e al regime di funzionamento dell’impianto in esame.

Il Decreto 1/10/2008 specifica bene tale necessaria premessa interpretativa al capitolo “**8 Analisi dell’applicabilità ad impianti esistenti delle tecniche di prevenzione integrata dell’inquinamento elencate al punto precedente, anche con riferimento ai tempi di attuazione.**” paragrafo “**8.1 Applicabilità delle MTD agli impianti esistenti**”

“Sui limiti per l’applicabilità delle MTD agli impianti esistenti si deve tener presente che potrebbe risultare molto difficile adottarne alcune visto che il cambiamento dalla tecnica già in uso potrebbe comportare effetti ambientali ed economici (es. la dismissione dell’impianto esistente o parte di esso) talmente significativi da controbilanciare negativamente i vantaggi ambientali ed economici dell’applicazione della nuova tecnica. L’applicazione di alcune MTD, di conseguenza, potrebbe risultare appropriata solo in occasione di rilevanti modifiche e di nuove installazioni; gli impianti esistenti possono inoltre avere scarse disponibilità di spazi, che impediscono la piena adozione di alcune tecniche. Una valutazione appropriata può essere fatta solo a livello locale.”

Inoltre al capitolo “**10 Definizione dei criteri di individuazione e utilizzazione delle migliori tecniche disponibili**” si richiama l’attenzione sul senso dei valori emissivi eventualmente riportati:

 <p>GEM/AdB PT</p>	<p>NOTA TECNICA</p> <p>Centrale Turbogas di Giugliano Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto</p>	<p>Pag. di</p> <p>5 8</p>
---	--	---------------------------

“Le informazioni fornite in questo documento hanno lo scopo di essere utilizzate come input per la determinazione delle MTD in casi specifici; deve essere sottolineato tuttavia che il documento non propone valori limite di emissione, né possono essere considerati come vincolanti i valori di rendimento riportati nel testo. La determinazione di appropriate condizioni di autorizzazione comprenderà anche la considerazione di fattori locali e sito-specifici, caratteristiche tecniche delle installazioni, la loro localizzazione geografica e la convenienza tecnica ed economica ad aggiornare l'installazione.

Le MTD costituiscono il termine di riferimento quando si deve valutare la proposta di una nuova installazione o quando si considerano le reali prestazioni di una installazione esistente; va evidenziato a questo proposito che, nel settore considerato, soprattutto nel caso di installazioni esistenti, è necessario tenere in debito conto la convenienza tecnica ed economica di applicazione.”

3 IL TG FIAT 50C

Il progetto originale di queste macchine è Westinghouse. Le macchine sono state prodotte su licenza dalla FIAT Avio che successivamente ha abbandonato il Business. Le attività sono state rilevate in seguito da Turbocare che ha concentrato il suo core business sulla parte di Service non sviluppando ulteriormente il modello.

Mitsubishi HI, seppure produca anch'essa turbine a gas su licenza Westinghouse, non ha mai prodotto questa macchina.

La macchina ha un compressore a 20 stadi mentre la turbina è a 4 stadi.

Il sistema di combustione adottato prevede camere di combustione di tipo canulare. I combustori sono di tipo Dry e su ogni TG sono installati 18 combustori.

La temperatura di ingresso turbina (ISO) è di 1.064 °C.

4 APPLICABILITA' DELLE TECNICHE DISPONIBILI

RIDUZIONE DEGLI OSSIDI DI ZOLFO

Il gasolio alimenatato ha un tenore massimo di zolfo coerente con le disposizioni dell'Allegato X alla parte V del D.lgs 152/06 e pari allo 0,1 %; ciò garantisce un tenore di SO₂ nei fumi di combustione, anidri al 15% di O₂, pari a circa 60 mg/Nm³, livello ben al di sotto dei limiti indicati dall'Allegato I alla parte V per tali tipologie di impianti.

 <p>L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA</p> <p>GEM/AdB PT</p>	<p>NOTA TECNICA</p> <p>Centrale Turbogas di Giugliano</p> <p>Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto</p>	<p>Pag. di</p> <p>6 8</p>
---	---	---------------------------

RIDUZIONE DEGLI OSSIDI DI AZOTO AL TG 50C

Per valutare le possibili azioni sul sistema di combustione al fine della riduzione delle emissioni di NO_x, si sono contattati i due fornitori che eseguono le attività di Service su queste macchine, la Turbocare e la Mitsubishi HI.

4.1.1 Misure primarie su sistema di combustione

I combustori attualmente installati non sono stati ulteriormente sviluppati dal costruttore originario. Turbocare e MHI hanno confermato che non sono in grado di fornire combustori di tipo Dry Low NO_x per queste macchine, in quanto da loro mai sviluppati.

MHI infatti non ha mai prodotto questa taglia di macchine mentre Turbocare ha confermato che il sistema DLN è stato sviluppato esclusivamente per la turbina alimentata a gas naturale TG50D5 (120 MW). Ipotizzando comunque di voler percorrere questa strada, si dovrebbe progettare e sviluppare completamente una nuova sezione combustione, specifica per i TG 50C, con tempi, costi non sostenibili e non compatibili con l'utilizzo di queste macchine.

Dunque si tratterebbe di interventi non industrialmente testati e di esito non certo, in considerazione anche che si tratta in ogni caso di macchine superate dal punto di vista tecnologico

4.1.2 Iniezione d'acqua

MHI non ha mai sviluppato tali sistemi per macchine di questa taglia, mentre per le macchine di taglia superiore, la 701D da 120 MW e la 701 F da 250 MW, ha puntato direttamente su bruciatori di tipo Dry LOW NO_x, ritenendo poco conveniente l'utilizzo dell'iniezione d'acqua.

Per quanto riguarda Turbocare, pur non avendo esperienza per applicazioni su macchine di questa taglia, ritiene in linea teorica ipotizzabile il ricorso all'iniezione d'acqua sui TG50C. Questo comporterebbe comunque un grande lavoro di sviluppo e pesanti modifiche all'impianto attuale.

L'impianto di Giugliano non è infatti dotato di sistema di produzione di acqua demineralizzata in quanto non necessaria al ciclo produttivo; l'impianto infatti è a "ciclo semplice" e non è prevista alcuna parte a vapore, come nei cicli combinati. Per macchine di questa taglia è ipotizzabile un consumo di 20-25 mc/h di acqua demineralizzata per ogni ora di funzionamento per singolo TG (quindi nel caso di funzionamento contemporaneo delle due macchine si potrebbe arrivare ad un massimo di 100 mc/h complessivi). Considerando un funzionamento anche di sole 16 ore giornaliere (le macchine svolgono prevalentemente servizio di punta) si arriverebbe a 400 mc/giorno per ogni macchina.

Ciò vuol dire che è necessario prevedere 2 serbatoi di stoccaggio di almeno 1000 mc cadauno, per soddisfare le esigenze delle n.4 macchine installate. A questo devono aggiungersi le linee di produzione di acqua demi. Tali linee dovrebbero essere dimensionate abbastanza generosamente per consentire la produzione dell'acqua necessaria, la rigenerazione delle linee nelle ore di fermo e assicurare una certa

 <p>GEM/AdB PT</p>	<p style="text-align: center;">NOTA TECNICA</p> <p style="text-align: center;">Centrale Turbogas di Giugliano Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto</p>	<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center;">Pag.</td> <td style="text-align: center;">di</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">7</td> <td style="text-align: center;">8</td> </tr> </table>	Pag.	di	7	8
Pag.	di					
7	8					

ridondanza per impedire fuori servizio della centrale in caso di avaria sul sistema. Ne risulterebbe quindi un impianto di demineralizzazione decisamente di taglia consistente.

Come detto, la centrale non dispone di un sistema di produzione acqua demineralizzata e non è previsto attualmente alcun consumo di acqua per il funzionamento di tale impianto (sono presenti serbatoi di stoccaggio ma limitatamente ai sistemi antincendio). Per produrre l'acqua demi sarebbe necessario quindi un nuovo collegamento all'acquedotto che assicuri almeno una portata di 100 mc/h, oltre a serbatoi di stoccaggio per i reagenti.

L'applicazione della iniezione d'acqua presuppone inoltre l'implementazione di nuovi moduli sul sistema di comando e controllo dei TG esistente, per gestire i nuovi dispositivi aggiuntivi. Data la vetustà del sistema attualmente montato non è da escludere che si sia poi costretti alla completa sostituzione del sistema con uno di concezione più recente.

E' importante sottolineare che non si hanno valori di NOx teorici attesi sulla base di soluzioni industriali per macchine analoghe alimentate a gasolio: in altri termini, non essendoci alcuna applicazione pratica sui TG 50C e non essendo ancora stata sviluppata ingegneristicamente la soluzione, tali valori dovrebbero essere poi confermati ed effettivamente riscontrati sul campo.

4.1.3 Altri sistemi di abbattimento

Sia Turbocare che MHI non hanno prospettato la possibilità di applicare abbattitori allo scarico e non risulta sia stato da loro applicato alcun sistema del genere a macchine del tipo TG 50C.

5 CONCLUSIONI

I bruciatori attualmente installati, sono gli ultimi sviluppati dal costruttore originario. Essi rappresentano lo stato dell'arte per questi TG, non avendo FIAT sviluppato ulteriormente il prodotto.

Westinghouse è stata acquisita da Siemens sul finire degli anni '90 ed ha abbandonato completamente questo modello di turbina.

MHI e Turbocare non hanno sviluppato alcun combustore Dry Low NOx per questa taglia di macchine e non esiste quindi ad oggi nessuna loro applicazione commerciale. La progettazione e sviluppo di bruciatori "ad hoc" di questa tipologia su queste macchine presenta costi e tempi non sostenibili, senza la certezza di ottenere sul campo riduzioni significative dei livelli di emissione.

L'adozione di un sistema di iniezione d'acqua non ha avuto ad oggi alcuno sviluppo per i TG 50C. Questa soluzione implicherebbe però consumi d'acqua considerevoli (circa 100 mc per ogni ora di funzionamento dei n.4 TG) da prelevare dall'acquedotto, la realizzazione di serbatoi di stoccaggio di capacità considerevole (con alterazione dei volumi e dell'impatto visivo dell'impianto) e di linee per la produzione dell'acqua demineralizzata

 GEM/AdB PT	<p style="text-align: center;">NOTA TECNICA</p> <p style="text-align: center;">Centrale Turbogas di Giugliano Verifica delle BAT pertinenti per l'impianto</p>	<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="text-align: center; width: 50%;">Pag.</td> <td style="text-align: center; width: 50%;">di</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">8</td> <td style="text-align: center;">8</td> </tr> </table>	Pag.	di	8	8
Pag.	di					
8	8					

In relazione alla connotazione tecnologica (impianto turbogas in ciclo semplice di vecchia generazione), l'impianto di Giugliano non trova spazio per la vendita sul mercato dell'energia, ma risulta utile per prestazioni di servizi alla rete elettrica.

Conseguentemente non risulta ipotizzabile la sostenibilità economica di investimenti, anche di notevole entità, per l'applicazione di BAT il cui rapporto costi benefici, peraltro incerti in questo caso, sarebbe comunque eccessivamente elevato, in quanto teso a riduzioni di impatti ambientali scarsamente significativi.