



AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ALLEGATO D.3.1A

SCHEMA D.3.1

**NOTA TECNICA
SULL'APPLICABILITA' DELLE
MTD RELATIVA A SISTEMI DI
TRATTAMENTO SECONDARI**

CENTRALE TERMoeLETTRICA ENIPOWER DI TARANTO

INDICE

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLE BREF RELATIVA A SISTEMI DI TRATTAMENTO SECONDARI.....	3
1.1 PREMESSA	3
1.2 DEFINIZIONE DEI CASE STUDY	4
1.2.1 <i>Tecniche di trattamento secondario</i>	4
1.3 SINTESI DEI BENEFICI AMBIENTALI OTTENIBILI	4
1.4 CONSIDERAZIONI SULLA CENTRALE TERMOELETTRICA DI TARANTO.....	5
1.5 IL RISPETTO DEI LIMITI DI EMISSIONE	6
1.6 CONCLUSIONI	7

1. NOTA TECNICA SULL'APPLICABILITA' DELLE BREF RELATIVA A SISTEMI DI TRATTAMENTO SECONDARI

1.1 Premessa

La BREF per i Grandi Impianti di Combustione prevede la valutazione di tecniche secondarie per il trattamento dei fumi emessi in atmosfera dalle centrali termoelettriche.

Nell'ambito delle tecniche di trattamento fumi, sono contemplate diverse tecniche rivolte alla riduzione delle emissioni di:

- polveri;
- ossido di zolfo, SO_x;
- ossidi di azoto, NO_x;

La centrale Enipower di Taranto implementa già tecniche primarie per la riduzione delle emissioni dei macroinquinanti sopraccitati, in particolare:

- ottimizzando l'efficienza energetica;
- massimizzando l'utilizzo di gas desolforati;
- massimizzando l'efficienza della combustione;
- iniettando vapore in turbina a gas per la riduzione della produzione di NO_x
- utilizzando combustibili liquidi a basso tenore di zolfo e di ceneri;
- minimizzando l'eccesso d'aria nelle caldaie;
- A seconda della sua disponibilità, la centrale Enipower è orientata ad utilizzare gas di raffineria in sostituzione all'olio combustibile.
- Al fine di contenere le emissioni di metalli pesanti viene utilizzato un olio che è stato trattato dall'impianto RHU (Residues Hydrocracking Unit) della raffineria, che compie un adsorbimento catalitico dei metalli.
- Turbine, caldaie e altre parti dell'impianto sono mantenuti puliti ed in perfetto stato di funzionamento; spesso una corretta ed attenta manutenzione e conduzione dell'impianto può compensare complessi impianti tecnologici poco mantenuti o mal gestiti.

Enipower ha quindi valutato l'applicabilità di tecniche di trattamento secondario per la propria centrale termoelettrica di Taranto, al fine di verificare se queste possano considerarsi MTD per il caso specifico ed ha sintetizzato i risultati nella presente nota.

L'obiettivo della presente analisi preliminare è individuare se tali tecniche siano in grado di fornire rilevanti benefici ambientali per l'area in cui risulta inserita la centrale di Taranto. Qualora la risposta sia positiva, sarà

necessario verificare successivamente la fattibilità tecnica ed economica degli interventi indicati, prendendo in considerazione ad esempio anche i vincoli di layout, di processo, l'età degli impianti, il livello complessivo del rischio per la centrale ed i costi complessivi dell'intervento, dovuti in grande misura alla fermata della centrale e quindi dell'adiacente raffineria ENI R&M.

1.2 Definizione dei Case Study

1.2.1 Tecniche di trattamento secondario

La BREF sui Large Combustion Plants indica diverse tecniche di trattamento secondarie per il trattamento dei fumi.

Nell'ambito dell'analisi condotta da Enipower, sono state identificate le seguenti tecniche indicate dalla BREF e finalizzate a ridurre le emissioni dei macroinquinanti:

1. **Riduzione delle emissioni di NOx** – Selective Catalytic Reduction (SCR);
2. **Riduzione delle emissioni di SOx** – Wet Gas Scrubber (WGS);
3. **Riduzione delle emissioni di Particolato** – Elettrofiltro;

Nella definizione del case study sono state considerate per le tecniche sopraindicate, in prima ipotesi, le prestazioni medie indicate nella Linea Guida per l'identificazione delle MTD per le raffinerie. Nella seguente tabella è illustrata nel dettaglio l'ipotesi considerata:

Tabella 1 – Tecniche di trattamento secondario analizzate

Tecnica	Prestazioni considerate	Emissioni camino alla Max capacità produttiva 3% di O ₂
		Volume fumi = xxx.xxx Nm ³ /h
SCR	Efficienza di abbattimento = 90 ¹ %	NOx = 510 mg/Nm ³
WGS	Efficienza di abbattimento = 94 ² %	SOx = 1350 mg/Nm ³
ESP	Efficienza di abbattimento = 98,5 ³ %	PM = 50 mg/Nm ³

1.3 Sintesi dei benefici ambientali ottenibili

Enipower ha svolto un'analisi modellistica sulle ricadute associate all'ipotetico assetto emissivo conseguente all'applicazione delle tecniche descritte in precedenza al fine di valutarne l'efficacia.

¹ Valore medio del range 85% – 95% indicato dalle BREF Large Combustion Plants e derivato dall'esperienza di altri impianti esistenti

² Valore derivato da esperienze di impianti esistenti che si pone all'interno del range indicato dalle BREF Large Combustion Plants

³ Valore medio tra un'efficienza del 99,95% per particelle superiori a 5 micron e il 96,50% per particelle inferiori a 1 micron

Questo aspetto è stato valutato considerando il beneficio marginale in termini di ricadute rapportato allo Standard di Qualità Ambientale (SQA), individuato per ogni sostanza macroinquinante considerata (Polveri, NOx, SO₂), pervenendo così ad un indicatore espresso su base percentuale.

I dettagli dello studio ed i risultati modellistici sono descritti nel documento allegato all'istanza di AIA D.6, § 3 Analisi dei Case-Studies.

I risultati dello studio, valutati per tutte le centraline di rilevamento della qualità dell'aria aventi interesse per la centrale di Taranto, hanno portato all'identificazione delle seguenti riduzioni marginali del contributo emissivo dovuto alla centrale termoelettrica. Si consideri che tali indicatori sono riferiti alla media annua delle concentrazioni.

Tabella 2 – Analisi ricadute e confronto con limiti di legge

Macroinquinante	Riduzione marginale introduzione sistema trattamento secondario fumi
Case Study 1 - NOx	- 2,3 %
Case Study 2 - SO ₂ ⁴	- 11,2 %
Case study 3 - PM	- 0,2%

1.4 Considerazioni sulla centrale termoelettrica di Taranto

La centrale termoelettrica di Taranto è nata nel 1966 come unità della raffineria Shell con 4 caldaie policombustibile (olio e gas di raffineria) e 4 turbine a vapore con alternatori per la produzione di vapore e di energia elettrica per la raffineria. Nel 1992 è stata aggiunta una turbina a gas, una caldaia a recupero con postcombustione, ed un nuovo generatore per la produzione di nuova energia elettrica e vapore.

Le caldaie e le turbine a vapore sono state progettate e realizzate negli Anni Sessanta secondo le migliori tecnologie disponibili all'epoca. Al fine di operare una corretta valutazione di conformità di codesto impianto con le BAT occorre tenere presenti le seguenti considerazioni generali:

- La centrale è stata realizzata con tecniche e macchinari progettati e costruiti più di 40 anni fa
- Le Bref ricordano di valutare gli interventi confrontandoli con l'età dell'impianto in analisi. Una tecnica che è considerata BAT per un impianto recente può non esserlo per un impianto di 40 anni.
- La centrale è stata pensata e realizzata come unità strettamente integrata con l'adiacente raffineria, da cui riceve direttamente i combustibili (gas e olio di raffineria), l'acqua mare di raffreddamento, l'acqua grezza, i servizi di trattamento e scarico delle acque, alcuni servizi generali di supporto, antincendio,

⁴ Come riportato nello studio modellistico, allegato D.6, va peraltro evidenziato che il confronto delle concentrazioni di SO₂ con al limite di 20 µg/m³ è del tutto conservativo in quanto tale limite si applica alla protezione degli ecosistemi e non delle aree urbane, come indicato nel D.M. 60/2002.

guardiana, analisi e a cui fornisce vapore, energia elettrica, aria strumenti, acqua demineralizzata, acqua calda.

- Raffineria e centrale termoelettrica non possono funzionare separatamente: una fermata della centrale provoca una fermata della raffineria e una fermata della raffineria porta a dover fermare contestualmente la centrale.
- Apportare modifiche alle turbine e alle caldaie del 1966 è quasi sempre non fattibile, in quanto non sono disponibili nuovi componenti progettati secondo le conoscenze attuali. Un intervento su queste macchine renderebbe necessaria la sostituzione quasi completa di turbine o caldaie.
- Il lay-out d'impianto è compatto e non è facile reperire lo spazio per aggiungere componenti di una certa dimensione che devono necessariamente essere in linea con i fumi.
- Interventi che prevedano modifiche significative sull'impianto, tali da determinare variazioni del lay-out e lo smantellamento o lo spostamento di parti dello stesso, con conseguente riduzione della capacità di produzione (o fermata della centrale). porterebbero a condizionare pesantemente l'assetto dell'intero sito produttivo con impatti non trascurabili sulla logistica e distribuzione dei carburanti a livello locale e regionale. La fermata della centrale termoelettrica porterebbe alla fermata della raffineria vista l'impossibilità di approvvigionamento alternativo da altri fornitori di utilities ed energia elettrica.

1.5 Il Rispetto dei Limiti di Emissione

Lo scopo del presente capitolo è verificare se la centrale termoelettrica Enipower di Taranto rispetta i nuovi limiti alle emissioni derivati dal Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Testo Unico).

L'articolo 273 del Testo Unico stabilisce i limiti emissivi per i grandi impianti di combustione. La lettera "l" del comma 15 dell'articolo 273 esclude però le turbine a gas in funzione prima dell'entrata in vigore del Testo Unico dai Grandi Impianti di Combustione.

La centrale termoelettrica di Taranto è perciò composta da un Grande Impianto di Combustione, che include 4 caldaie policombustibili, 4 turbine a vapore e i relativi generatori da una parte e da una turbina a gas con relativo generatore e caldaia a recupero dall'altra, che scaricano i fumi all'atmosfera attraverso un unico camino.

Per la turbina a gas, esclusa dai Grandi Impianti di Combustione, si applicano i limiti generali stabiliti dall'articolo 271.

Non avendo modo di misurare le emissioni della turbina a gas e del resto dell'impianto in modo separato, Enipower ritiene di calcolare i limiti d'emissione al camino dei macro inquinanti facendo una proporzione tra i limiti imposti ai grandi impianti di combustione imposti dall'articolo 273 e i limiti imposti alla turbina a gas imposti dall'articolo 271, calcolata sulla base dell'energia contenuta nei combustibili bruciati.

La tabella seguente riporta i limiti di emissione per NOx, SOx, CO e polveri riportati tutti al 3% di ossigeno.

	limiti emissioni grande impianto di combustione	limiti emissione turbina a gas	limiti di impianto
Unità di misura	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Potenza termica	1.173.130	712.266	1.885.396
Potenza combustibili alla massima capacità %	62,22%	37,78%	100,00%
SO ₂	1700	1700	1700
NOx	450	1200	733,3
polveri	50	50	50
CO	250	300	268,9

Il grande impianto di combustione brucia fuel oil e fuel ed è un impianto multicomcombustibile ai sensi dell'Allegato II alla Parte V del Testo Unico.

Ai sensi del punto 3.3 del medesimo allegato, l'olio combustibile da raffineria è definito il combustibile dominante: sia fuel gas che fuel oil sono residui di distillazione e di conversione della raffinazione del petrolio greggio ed il fuel oil fornisce, alla massima capacità produttiva, più del 70% del calore totale. I limiti di emissione del Grande Impianto di Combustione sono stati assunti uguali a quelli del fuel oil, combustibile dominante.

La turbina a gas ha potenza superiore a 50 MW e i suoi limiti emissivi sono fissati al punto 4 (Turbine a gas fisse) della parte III dell'Allegato I alla Parte V del Testo Unico per quanto riguarda gli ossidi d'azoto e il monossido di carbonio, dal DM 12/07/90 per quanto riguarda ossidi di zolfo e polveri.

Alla massima capacità produttiva i combustibili che vanno alla turbina a gas rappresentano il 37,78% della potenza totale, quelli che vanno alla parte restante di impianto il 62,22%.

I limiti di impianto sono stati calcolati rapportando a queste percentuali i limiti per le due sezioni di impianto.

	Emissioni alla massima capacità	Emissioni limiti di impianto
Unità di misura	mg/Nm ³	mg/Nm ³
SO ₂	1350	1700
NOx	510	733,3
polveri	50	50
CO	268,9	268,9

Come si può evincere dalla tabella sopra riportata, si vede che le emissioni della centrale alla massima capacità produttiva rispettano i limiti derivanti dal Testo Unico.

1.6 Conclusioni

I risultati dello studio modellistico condotto hanno evidenziato che i benefici marginali ottenibili considerando l'applicazione di tecniche di trattamento

secondarie ai fumi del camino E3 della centrale sono sostanzialmente ridotti, in particolare per quanto riguarda le emissioni di NOx e polveri.

L'applicazione delle tecniche di trattamento secondarie comporterebbe tuttavia:

- Aumento del livello di rischio complessivo per via dell'introduzione di nuovi impianti, in particolare per l'introduzione di uno stoccaggio di ammoniaca necessaria al funzionamento dell'unità SCR;
- Impiego di tecniche di depurazione rispetto alle tecniche di processo, privilegiate in base allo spirito della Direttiva IPPC;
- Criticità a livello di lay-out dati i vincoli stringenti esistenti per l'installazioni di tali impianti presso la raffineria;
- Aumento della produzione di rifiuti associati all'esercizio degli impianti (miscela semiliquida di calcare/acqua da WGS, catalizzatore esausto da SCR, polveri rimosse da ESP, principalmente);
- Aumento dei consumi energetici per il funzionamento delle apparecchiature, in particolare di elettricità per l'esercizio dell'ESP;
- Elevati costi di investimento e di esercizio degli impianti di abbattimento delle emissioni;

Pertanto, alla luce delle considerazioni sopra esposte, EniPower ritiene che tali tecniche inserite nella Linea Guida sulle MTD non risultino applicabili alla propria centrale di Taranto e pertanto non possano considerarsi come MTD per il caso specifico.