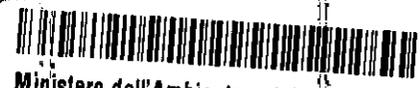




*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC


Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E. prot. DVA - 2011 - 0015705 del 30/06/2011

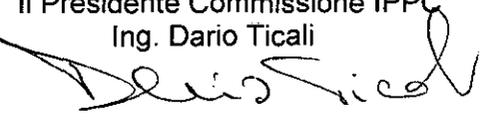
CIPPC-00-2011-0001126
del 23/06/2011

Pratica N.
Ref. Mittente:

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA
presentata da EniPower S.p.A. - Centrale termoelettrica di Taranto
Rif.: DVA-2011-0010598 del 04/05/2011**

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero
dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio
Conclusivo.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali


All. c.s.



c/o ISPRA - Via Curtatone, 3 - 00184 ROMA - Tel. 0650074024 / Fax 0650074281



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere CTE ENIPOWER Taranto**

**Parere del Gruppo Istruttore in merito alla domanda di
modifica del Decreto Autorizzativo DVA-DEC-2010-
000274 del 24/05/2010 presentata dal Gestore della
Enipower - CTE di Taranto**

GRUPPO ISTRUTTORE	Dott. Marco Mazzoni – referente
	Dott. Marcello Iocca
	Ing. Alessandro Martelli
	Ing. Rocco Simone
	Cons. Umberto Realfonzo
	Dott. Stefano Castiglione
	Ing. Pierfrancesco Palmisano – Regione Puglia e Provincia di Taranto
	Arch. Cosimo De Leonardis – Comune di Taranto



Commissione Istruttoria IPPC Parere CTE ENIPOWER Taranto

1. Vista la richiesta del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (Prot. DVA-2011-0010598 del 04/05/2011), inviata in ottemperanza a quanto prescritto nel Decreto AIA (Prot. DVA-DEC-2010-0000274) rilasciato dal MATTM in data 24.05.2010
2. Vista la nota prot. EPTA/PC/13122010 del 13/12/2010, con la quale Enipower S.p.a ha trasmesso lo studio di fattibilità per l'installazione di sistemi di denitrificazione (DeNox) e desolfurazione (DeSox) sugli impianti esistenti della centrale termoelettrica Enipower di Taranto (di seguito SF) in ottemperanza a quanto richiesto dalla prima parte del secondo periodo del paragrafo 6.9 (pag 46) "Prescrizioni tecniche e gestionali" del Parere istruttorio conclusivo allegato al Decreto AIA che, per completezza, viene di seguito riportato:

6.9. Prescrizioni tecniche e gestionali

In ordine alla necessità di rendere possibile il monitoraggio delle emissioni dei singoli gruppi, il gestore dovrà fornire entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA uno studio di fattibilità che preveda l'installazione di uno SME all'uscita di ciascun gruppo.

Il gestore dovrà inoltre predisporre entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un piano di fattibilità per l'installazione di sistemi di desolfurazione e denitrificazione che saranno comunque installati entro i successivi 12 mesi.

Il gestore deve mantenere il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 per tutta la durata dell'AIA.

In relazione alla prevenzione degli incidenti, è opportuno che il gestori riporti nel SGA le modalità operative con cui far fronte ad eventuali sversamenti incidentali verso l'ambiente di prodotti inquinanti.

In relazione ad una eventuale dismissione della centrale termoelettrica, il gestore, tre anni prima della scadenza prevista, dovrà predisporre un piano di bonifica e ripristino ambientale al fine di minimizzare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni iniziali.

3. Preso atto che il Gestore ha versato la tariffa di € 2.000,00 in data 01/04/2011, come previsto dal decreto interministeriale del 24 aprile 2008, in accordo a quanto previsto dall'Art.6 comma 1 del decreto di AIA (pag.10): *Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto interministeriale 24 aprile 2008.*

Il Gruppo Istruttore ritiene quanto di seguito riportato.

Riguardo al merito di quanto riportato nello *Studio di fattibilità* (sviluppato da professionalità specifiche interne al Dipartimento di Elettrotecnica ed Elettronica del Politecnico di Bari su incarico del Gestore), il Gestore specifica che (pag. 5 dello SF) lo stabilimento di Taranto è composto da una raffineria, realizzata dalla Shell nel 1966 e dalla Centrale Termoelettrica, realizzata sempre nel 1966 ed utilizzata per produrre vapore ed elettricità d'ausilio alle attività di raffinazione.

Nel 1993 l'Agip Petroli, divenuta proprietaria della raffineria, ha incrementato la produzione di energia elettrica, introducendo un nuovo turbogas (TG5), con prevalente utilizzo di fuel gas. Nel 2001 la centrale è stata acquistata da Enipower e, attualmente, la produzione di vapore ed energia elettrica dello stabilimento è affidata in parte ad impianti risalenti agli anni '60 (consistenti in



Commissione Istruttoria IPPC Parere CTE ENIPOWER Taranto

caldaie alimentate a fuel gas ed a olio combustibile) e in parte a ciclo combinato di piccola taglia (turbogas TG5 del 1993) alimentato esclusivamente a fuel gas. La centrale produce vapore, utilizzato per i processi di raffinaria ed energia elettrica che, in parte, viene ceduta alla Rete di Trasmissione Nazionale. La capacità installata è di 85 MW per l'energia elettrica e di 410 MW per quella termica.

I processi di raffreddamento avvengono utilizzando acqua di mare e l'insieme dei gas prodotti dalla combustione nelle caldaie e nel gruppo di cogenerazione è convogliato nell'unico camino E3.

Nell'ottica di ammodernamento dello stabilimento, Enipower ha progettato un nuovo impianto di cogenerazione a ciclo combinato da 240 MW, composto da due turbogas di 75 MW e da una turbina a vapore di 90 MW (tutti alimentati con gas naturale), la cui entrata in servizio è prevista per il 2014.

In base a quanto indicato nel BREF e nelle LGMTD l'abbattimento delle emissioni di NOx e SOx può essere ottenuto con l'introduzione nello stabilimento attuale di sistemi di desolforazione e denitrificazione dei fumi prodotti.

In particolare per la riduzione delle emissioni di SOx (piuttosto limitate nell'impianto) il BREF indica l'utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo (BTZ, già utilizzati nell'impianto), ma negli impianti di potenza superiore a 100 MW (come in questo caso) sarebbe più efficace operare una co-combustione di gas ed olio combustibile. Anche tale misura è già in atto nello stabilimento e circa il 46% dell'energia è prodotta in tale modo. **Per cui la misura di contenimento delle emissioni di SOx potrebbe essere l'incremento di fuel gas bruciato nelle caldaie a discapito dell'olio combustibile BTZ, fino a coprire circa il 70% di energia prodotta (pag.9 dello SF).**

Altra tecnologia per le caldaie a combustione sono i sistemi FGD (flue-gas desolphurisation a secco o umido), ma, considerato che i costi di realizzazione molto elevati e che l'impianto verrà rinnovato nel 2014, tale tecnologia non sarebbe molto indicata.

Per la riduzione delle emissioni di NOx si fa riferimento alle MTD per ogni tipo di impianto presente, in quanto nello stabilimento si hanno caldaie alimentate alternativamente ad olio combustibile ed a gas e una turbina a gas a ciclo combinato. In base alle indicazioni di BREF e LGMTD l'unica misura secondaria, applicabile contemporaneamente ai diversi impianti, è la denitrificazione mediante SCR. Misure primarie di abbattimento delle emissioni in caldaie esistenti e di vecchia concezione, come quelle dell'impianto, comporterebbero complesse modifiche dell'impianto e risultati non soddisfacenti; inoltre quasi tutte le caldaie verranno dismesse con l'entrata in esercizio del nuovo impianto, ad eccezione della F7502 che rimarrà come riserva della turbina TG5. Per tale motivo è più ragionevole applicare misure di abbattimento, come iniezioni di acqua o vapore assieme al sistema SCR, alla turbina TG5, che rimarrà in esercizio più a lungo.

Secondo quanto indicato nel BREF le tecniche per il controllo delle emissioni di NOx nelle turbine a gas, si basano sui sistemi DLN per le nuove turbine mentre per quelle esistenti (se non è possibile passare ai sistemi DLN) si basano sulla riduzione delle temperature con iniezione di acqua o vapore nel bruciatore, come nel caso dell'impianto in esame (pag.16 dello SF).

Il controllo delle emissioni di NOx mediante SCR è una tecnica secondaria, ossia non previene la produzione di NOx ma ne riduce il quantitativo e può essere applicata assieme ad una tecnica



Commissione Istruttoria IPPC Parere CTE ENIPOWER Taranto

primaria. Vengono utilizzati reagenti come ammoniaca, urea o altri composti che, in presenza di un catalizzatore, reagiscono con gli NOx e producono azoto molecolare.

Esistono tecniche per il controllo combinato delle emissioni di SOx e NOx ma sono state sviluppate solo a livello sperimentale ed ancora non sono consolidate; inoltre, secondo le LGMTD, sono maggiormente indicate per gli impianti che utilizzano combustibile ad alto tenore di zolfo, contrariamente a quello (BTZ) utilizzato nello stabilimento Enipower di Taranto.

Principali unità dell'impianto e relative emissioni registrate nel 2009

Nella centrale termoelettrica Enipower si hanno:

- 3 generatori di vapore a fuoco diretto (caldaie F7501B, F7501C e F7502) alimentati a olio combustibile o a fuel gas;
- 4 turboalternatori a vapore;
- 1 turbogas-alternatore con caldaia a recupero e post combustione.

Considerando che attualmente una caldaia (F7501B) è ferma, la potenza termica totale dell'impianto è pari 341.8 MWt.

Inoltre, in base alla raccolta di alcuni principali dati dell'impianto (produzione di energia primaria, consumo di combustibile ed emissioni a consuntivo di SO₂ e NOx per l'anno 2009, scelto come riferimento) il Gestore ha ricavato alcuni parametri utili per valutare il totale delle emissioni, i volumi totali di fumo e le concentrazioni medie degli inquinanti al camino. In particolare, di seguito vengono riportati i dati relativi alle emissioni al camino per singola tipologia di unità di generazione e le concentrazioni medie di NOx e SO₂ al camino.

Unità di produzione	SO ₂ [ton]	NO _x [ton]
Caldaie	712,6	326,3
Turbina a gas	7,6	170,6
Totale	720,2	496,9
Valore limite prescritto	1420	1000

Tabella 1 Emissioni totali al camino nell'anno 2009

Concentrazioni	SO ₂ [mg/Nm ³]	NO _x [mg/Nm ³]
Media annua al camino	157,2	108,4
Valore limite prescritto	300,0	175,0

Tabella 2 Concentrazioni medie al camino nell'anno 2009

In base ai dati riportati nelle tabelle precedenti, il Gestore evidenzia come i **valori medi annuali** siano ampiamente inferiori ai valori limite prescritti dalla Commissione IPPC.

Abbattimento emissioni

Allo scopo di valutare quale sia il sistema di abbattimento delle emissioni, più adatto dal punto di vista economico/ambientale, da inserire nell'impianto è stata fatta un'analisi costi-benefici dei
Enipower S.p.A. Taranto: Parere Adempimento



Commissione Istruttoria IPPC Parere CTE ENIPOWER Taranto

sistemi di abbattimento delle emissioni avvalendosi del software GEMIS (Global Emission Model for Integrated Systems), utilizzato a livello internazionale e dotato di un database specifico per effettuare tale analisi.

Relativamente alla realizzazione di un impianto di desolforizzazione DeSOx – FGD sono necessari circa 24 mesi per la sua realizzazione, con una serie di problematiche legate anche a periodi di fermata delle attività. **In sintesi il risultato di tale analisi mostra che, dal punto di vista economico/ambientale, l'investimento per un impianto di desolforazione FGD non è sostenibile per il caso specifico** (pag.26 SF). Inoltre le emissioni di SOx verranno drasticamente ridotte con l'entrata in esercizio del nuovo impianto, prevista per il 2014. In questo contesto è auspicabile individuare altre misure di abbattimento meno onerose dal punto di vista economico.

Desolforizzazione mediante fuel-switch, ossia incrementare la quantità di gas bruciato nelle caldaie a discapito dell'uso di olio combustibile. Con tale tecnologia, già attualmente utilizzata nell'impianto, si avrà l'incremento dei consumi di fuel gas ed il ricavo dovuto alla riduzione del consumo di olio combustibile. L'utilizzo di tale tecnologia non comporta la realizzazione di nuovi impianti ed il risultato che si avrebbe è sicuramente superiore a quello ottenuto con la precedente soluzione FGD. **Pertanto la soluzione della desolforizzazione mediante fuel-switch pare la MTD ottimale per la riduzione delle emissioni di SOx** (pag 27 SF).

La Denitrificazione mediante impianto DeNOx-SCR comporta la necessità di intervenire sui ventilatori, sui condotti, sulle opere civili e sulle strutture; inoltre l'attuale impianto subirebbe dei periodi di fermata e verrebbe realizzato in circa 24 mesi, incrementando notevolmente il costo della realizzazione di tale impianto. **L'analisi mostra che non si avrebbero benefici economico/ambientali dell'intervento neanche dopo 10 anni dalla realizzazione dello stesso, per cui non è economicamente sostenibile** (pag.28 dello SF).

La Denitrificazione mediante *steam injection*, verrebbe adottata sull'unico componente dell'impianto che rimarrebbe anche con l'ammodernamento dello stabilimento; inoltre tale tecnologia non prevede la realizzazione di nuove strutture/impianti. La spesa attesa non è commisurata al vantaggio ambientale, comunque tale soluzione ha vantaggi superiori rispetto a quella SCR. **La tecnologia ENPV è, comunque, la MTD individuata per la riduzione delle emissioni di NOx nello stabilimento di Taranto** (pag.30 dello SF).

Oltre l'analisi costi/benefici precedentemente esposta, relativa alle possibili tecnologie da applicare, il Gestore evidenzia la scarsa disponibilità di spazi liberi all'interno dello stabilimento Enipower su cui poter realizzare gli impianti FGD (DeSOx) e SCR (DeNOx): **allo stato attuale non esistono gli spazi necessari per lo stoccaggio e la movimentazione degli agenti riduttori (urea, ammoniaca, calce, gesso) ed alla raccolta del materiale esausto** (pag.30 SF).

In conclusione si evidenzia che con l'invio dello "Studio di fattibilità per l'installazione di sistemi di denitrificazione (DeNox) e desolforazione (DeSox) sugli impianti esistenti della centrale termoelettrica Enipower di Taranto" allegato alla nota Enipower (PRO-EPTA/PC/13122010/01 del 13.12.2010) il Gestore ha adempiuto a quanto richiesto dalla prima parte del secondo periodo del paragrafo 6.9 (pag 46) *Prescrizioni tecniche e gestionali* del parere istruttorio conclusivo allegato al Decreto AIA (Prot. DVA-DEC-2010-0000274) rilasciato dal MATTM in data 24.05.2010. Infatti, il provvedimento di AIA è stato pubblicato nella GU serie generale n.134 del 11.06.2010 e il



Commissione Istruttoria IPPC Parere CTE ENIPower Taranto

documento in esame, inviato al MATTM il 13.12.2010, è stato anticipato via posta elettronica certificata il 11.12.2010 e, quindi, entro i limiti previsti: 6 mesi dalla data di pubblicazione del provvedimento di AIA.

Inoltre, con lo "Studio di fattibilità per l'installazione di sistemi di denitrificazione (DeNox) e desolforazione (DeSox) sugli impianti esistenti della centrale termoelettrica Enipower di Taranto" allegato alla nota Enipower (PRO-EPTA/PC/13122010/01 del 13.12.2010) il Gestore ha individuate, per il caso specifico, l'adozione delle seguenti tecnologie:

- per la desolforizzazione l'incremento del consumo di fuel gas (con conseguente diminuzione di consumo di olio combustibile), così da produrre il 70% dell'energia termica primaria prodotta nelle caldaie;
- per la denitrificazione l'incremento della iniezione di vapore (*steam-injection*) nella turbina a gas denominata TG5, fino all'ottenimento del rapporto vapore/combustibile pari a 1,5.

Infine, il Gestore evidenzia che rispetto al 2009, con l'adozione delle tecnologie proposte, vi sarà un riduzione delle emissioni pari al 10% per gli NOx e al 44% per gli SOx.

Resta inteso che tali riduzioni andranno a modificare nelle misure proporzionali i limiti emissivi rilasciati.