



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

Enel-PRO-15/03/2011-0012306

E.prot DVA-2011-0006954 del 23/03/2011

DIVISIONE GENERAZIONE ED ENERGY MANAGEMENT  
AREA DI BUSINESS GENERAZIONE  
UNITA' DI BUSINESS PIOMBINO

57025 Piombino (LI), località Torre del Sale  
T+39 0565893011 - F+39 0556266280

PRO/AdB-GEN/POG/UB-PB



Raccomandata AR  
Spett.le  
MINISTERO DELL'AMBIENTE  
Via C.colombo,44  
00147 ROMA RM  
*c/a Dott. GIUSEPPE Lo Presti*

Raccomandata AR  
Spett.le  
PRESIDENTE DELLA COMMISSIONE  
ISTRUTTORIA IPPC CO ISPRA  
Via Curtatone,3  
00186 ROMA RM

Raccomandata AR  
Spett.le  
REGIONE TOSCANA  
Piazza Duomo,10  
50122 FIRENZE FI



Oggetto: DECRETO DVA-DEC-2010-0000501 DEL 06/08/2010 - Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale termoelettrica della società Enel Produzione SpA sita in Piombino (LI) - Trasmissione Piano adeguamenti impiantistici ai sensi dell'art. 1 comma 3.

Ai sensi dell'art. 1 comma 3 del Decreto in oggetto, si trasmette in allegato il Piano degli adeguamenti impiantistici. Si invia, inoltre, copia del versamento effettuato ai sensi del comma 4 del suddetto articolo.

**Marco Raco**  
UN PROCURATORE

Il presente documento costituisce una riproduzione integra e fedele dell'originale informatico, sottoscritto con firma digitale, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente. La riproduzione su supporto cartaceo è effettuata da Enel Servizi.

Allegati:

Piano adeguamenti impiantistici  
Copia versamento

Id. 7525734

1/1



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

**Divisione Generazione ed Energy Management**  
**Area di Business Produzione Termoelettrica**  
Unità di Business Piombino  
Centrale Termoelettrica di Piombino

## **Centrale Termoelettrica di Piombino**

**Piano adeguamenti impiantistici**

**Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000501 del 06/08/2010 art. 1 comma 3**

## **1. Oggetto**

Il presente documento viene redatto, con riserva dei motivi di impugnazione al riguardo svolti nell'ambito del ricorso pendente davanti al T.A.R. Lazio (R.G. 10286/2010) avverso il Decreto, in ottemperanza a quanto prescritto all'art.1 comma 3 del Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000501 del 06/08/2010, che recita *«Come prescritto dal paragrafo 9.3 Emissioni in aria del parere istruttorio, entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art.7, comma 5 del presente decreto, il Gestore deve presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano/progetto contenente gli adeguamenti impiantistici da realizzare entro ventiquattro mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art.7, comma 5, al fine di conseguire prestazioni in linea con i valori limite di emissione prescritti nel medesimo paragrafo 9.3 del parere istruttorio»*.

Il documento riporta considerazioni tecnico-economiche relative alla possibilità di installare nella centrale di Piombino impianti di abbattimento delle emissioni in atmosfera, oggettivamente indispensabili per poter conseguire prestazioni in linea con i limiti di concentrazione alle emissioni previsti nel Decreto AIA, corrispondenti all'applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) previste nel Decreto 1° ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e nel "Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" (BReF) redatto dalla Commissione Europea.

## **2. Impianto esistente**

### **2.1 Descrizione generale**

La centrale termoelettrica di Piombino è ubicata nell'omonimo comune (provincia di Livorno) in località Torre del Sale lungo la costa nord-ovest del Golfo di Follonica, ed occupa una superficie di circa 42 ettari interna ed una più vasta area di proprietà Enel di circa 140 ettari.

L'impianto produttivo è costituito da 4 sezioni termoelettriche (di seguito definite anche gruppi o unità), ciascuna di potenza termica pari a circa 800 MWt e di potenza elettrica efficiente lorda pari a 320 MWe (per un totale complessivo di 1280 MWe). Le sezioni sono alimentate con Olio Combustibile Denso (OCD) con contenuto di zolfo inferiore allo 0,25%; il consumo di OCD, proporzionale alla potenza erogata, è pari a circa 68 t/h per ciascuna sezione a pieno carico.

Ciascuna sezione termoelettrica si compone delle seguenti apparecchiature principali, di seguito dettagliate: generatore di vapore, turbina a vapore, condensatore, alternatore e trasformatore elevatore.

La centrale dispone inoltre di 4 gruppi elettrogeni di emergenza alimentati a gasolio cadauno da 525 kVA,  $\cos \phi$  0.8, per assicurare la fornitura di energia elettrica ai sistemi vitali di comando, controllo e lubrificazione dei gruppi di produzione.

L'energia elettrica prodotta viene immessa nella rete di trasmissione nazionale a 380 kV attraverso il trasformatore elevatore 20/400 kV la stazione elettrica, le linee elettriche gestite da Terna S.p.A.

Le sezioni termoelettriche sono entrate in esercizio tra la fine degli anni Settanta (gruppi 1 e 2) e la fine degli anni Ottanta (gruppi 3 e 4). La centrale, presidiata 24 ore su 24 tutti i giorni della settimana, viene esercita in modo da assicurare una presenza continuativa del personale nell'impianto. In analogia all'esercizio della centrale, anche le attività specialistiche (movimentazione combustibile, supporto tecnico, etc.) vengono svolte da personale interno Enel. Le attività di ordinaria manutenzione meccanica ed elettrica vengono anche svolte da personale di ditte esterne sotto la supervisione di personale Enel. Orientativamente la centrale impiega circa 160 dipendenti a cui mediamente si aggiungono giornalmente altri 50 lavoratori esterni.

#### Generatore di vapore

Le caldaie sono di fornitura Ansaldo su licenza Babcock Wilcox di tipo UP (Universal Pressure), a circolazione forzata e pressione sottocritica. La camera di combustione è pressurizzata per le sezioni 1, 2 e 4, bilanciata in depressione per la sezione 3. L'apporto dell'acqua al generatore di vapore è assicurato dalle pompe estrazione condensato (1 in servizio, 1 di riserva) che la aspirano dal pozzo caldo del condensatore, la inviano agli impianti di filtrazione e demineralizzazione, infine alla linea dei 4 preriscaldatori di bassa pressione. Dal serbatoio del degasatore l'acqua viene aspirata dalle pompe di alimento caldaia (2 in servizio, 1 di riserva), quindi viene inviata alle 2 linee di preriscaldatori di alta pressione (4 per ogni linea), per poi essere alimentata in caldaia. Attraverso le sezioni di preriscaldamento, vaporizzazione e surriscaldamento del generatore di vapore, l'acqua del ciclo assorbe il calore della fiamma e dei fumi di combustione, producendo vapore surriscaldato ad alta pressione idoneo per l'alimentazione in turbina.

#### Turbina a vapore

Ogni gruppo è dotato di una turbina a condensazione a 2 corpi del tipo "Tandem Compound a doppio flusso" di fabbricazione Ansaldo (1 corpo di alta-media pressione a flussi contrapposti e 1 corpo di bassa pressione a doppio flusso collegato allo scarico della turbina di media pressione mediante una tubazione denominata "cross over"). La turbina è dotata di 8

spillamenti per la realizzazione del ciclo rigenerativo. Lo scarico del vapore dalla turbina di bassa pressione al condensatore avviene alla pressione di circa 0,05 ata.

### Condensatore

Al fine di essere riammesso in ciclo, il vapore scaricato dalla turbina viene condensato in uno scambiatore a superficie costituito da tubi in aluminium brass lunghi circa 15 m. Completato il passaggio di stato, il condensato viene aspirato dal fondo del condensatore (pozzo caldo) mediante 2 pompe estrazione condensato aventi potenza di 1066 kW e portata di 850 t/h cadauna.

Il fluido recettore del calore di condensazione è acqua di mare in ciclo aperto, la cui circolazione all'interno del fascio tubiero è realizzata mediante 2 pompe acqua circolazione aventi potenza di 650 kW e portata di 5,25 m<sup>3</sup>/sec cadauna. L'acqua mare inviata ai condensatori viene prelevata da un'unica opera di presa, divisa in due metà, dallo specchio di mare antistante il "porticciolo" di centrale, mediante un canale sottomarino lungo circa 600 m e profondo circa 8 m, diviso in 2 condotti intercettabili separatamente. L'acqua di raffreddamento viene restituita al mare, quasi integralmente, attraverso un canale nel lato est con una temperatura di scarico non superiore a 35°C.

### Alternatore

Gli alternatori, di costruzione Marelli per le sezioni 1 e 2 e TIBB per le sezioni 3 e 4, hanno una potenza di 370 MVA alla tensione di 20 kV,  $\cos \phi$  pari a 0,8, frequenza pari a 50 Hz. Le macchine delle sezioni 1 e 2 sono raffreddate ad idrogeno; quest'ultimo è raffreddato con acqua in ciclo chiuso la quale, a sua volta, è raffreddata con acqua mare. Le macchine delle sezioni 3 e 4 sono raffreddate ad idrogeno ed acqua demineralizzata. L'H<sub>2</sub>, alla pressione di 2-3 bar, è confinato all'interno dell'alternatore; la tenuta sull'albero è assicurata mediante un sistema a doppia tenuta con olio in pressione verso l'esterno.

### Trasformatore di tensione

Ad ogni alternatore è accoppiato tramite condotto a sbarre un trasformatore elevatore trifase della potenza di 370 MVA e tensione nominale di 20/400 kV, con raffreddamento degli avvolgimenti mediante circolazione forzata dell'olio e dell'aria. Il trasformatore elevatore immette energia elettrica nella rete di trasmissione nazionale a 380 kV. All'alternatore sono accoppiati anche 2 trasformatori trifase della potenza di 16/30 MVA e tensione nominale di 20/6,3 kV, con raffreddamento degli avvolgimenti mediante circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria, che autoalimentano i servizi ausiliari elettrici del gruppo.

## 2.2 Sistemi di abbattimento delle emissioni

Le emissioni in atmosfera derivano essenzialmente dal processo di combustione che avviene nel generatore di vapore e vengono convogliate in atmosfera, previa depolverizzazione mediante precipitatori elettrostatici, attraverso 2 camini (uno ogni due sezioni termoelettriche: gruppi 1 e 2 al camino 1, gruppi 3 e 4 al camino 2) di altezza pari a 196 m e sezione alla bocca pari a 30,56 m<sup>2</sup>. Per effetto dell'altezza dei camini e dell'elevata velocità di uscita, i prodotti della combustione raggiungono quote elevate con conseguente marcata dispersione e diluizione degli effluenti.

Prima della pubblicazione del Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000501 del 06/08/2010, ciascuna sezione termoelettrica era autorizzata, ai sensi del D.Lgs. 152/06, al rispetto dei limiti di concentrazione della Tabella 1, espressi come valori medi mensili e riferiti al 3% di ossigeno nei fumi.

**Tabella 1. Limiti emissione autorizzati ai sensi del D.Lgs. 152/06**

Inquinante	Limite emissione [mg/Nm <sup>3</sup> ]
SO <sub>2</sub>	400
NO <sub>x</sub>	200
Polveri	50

Negli ultimi anni sono stati eseguiti interventi tecnico-gestionali di miglioramento del sistema di abbattimento dei fumi, al fine di consentire il rispetto dei suddetti limiti di emissione:

- SO<sub>2</sub>: utilizzo di olio combustibile denso con contenuto di zolfo inferiore allo 0,25%;
- NO<sub>x</sub>: l'assetto costruttivo iniziale di 30 bruciatori disposti su due piani è stato modificato adottando l'assetto "BOOS" (Burner Out Of Service) per rispettare i limiti di legge imposti per le emissioni di ossidi di azoto a partire dal 01/01/2003;
- Polveri: tutte le sezioni erano già dotate di depolverizzatori elettrostatici, sono stati comunque effettuati interventi migliorativi su quelli dei gruppi 1 e 2.

## 3. Funzionamento dell'impianto

Il funzionamento dell'impianto è dettato dalle regole di mercato e dalla richiesta di energia in rete. Le unità eventualmente in funzione non producono, nel corso della giornata, a regime costante ma seguono i profili di carico assegnati dal Gestore della Rete Nazionale. In

particolare le sezioni termoelettriche della centrale di Piombino non assicurano il carico di base (funzionamento a carico costante nell'arco della settimana) ma sono chiamate discontinuamente a produrre sul Mercato dei Servizi in maniera da soddisfare i picchi della domanda di energia elettrica assicurando la stabilità della rete e costituendo la cosiddetta riserva rotante. Tale tipo di utilizzo da parte del Gestore della Rete Nazionale comporta un esercizio molto flessibile e poco prevedibile dei gruppi.

#### 4. L'adeguamento alle BAT

Il Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000501 del 06/08/2010 impone l'adeguamento dell'impianto alle BAT entro 24 mesi dalla pubblicazione in Gazzetta Ufficiale (16/09/2010). Nella Tabella 2 vengono riportati i limiti di emissione in atmosfera prescritti dal Decreto AIA a regime, espressi come valori medi giornalieri e riferiti al 3% di ossigeno nei fumi. In essa vengono riportate anche le concentrazioni indicate nel BReF (e riprese dal Decreto per definire il quadro delle limitazioni alle emissioni dell'impianto), nonché la stima delle emissioni massiche annue dell'impianto a regime qualora venisse adeguato alle BAT e con una previsione di funzionamento di 7000 h/anno.

**Tabella 2. Limiti emissione come da Decreto AIA e da BReF**

Camino	Potenza elettrica [MWe]	Inquinante	Concentrazioni Decreto AIA a regime [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Concentrazioni BReF [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissioni massiche 7000 h/anno [t/anno]
Gruppi 1,2,3,4	4 x 320	SO <sub>2</sub>	200	200	4478
		NO <sub>x</sub>	150	150	3359
		Polveri	20	20	448

Per consentire l'adeguamento dell'impianto ai limiti imposti dal Decreto sarebbe necessario realizzare delle importanti modifiche sul sistema di pulizia dei fumi al camino per ciascuna unità ed in particolare quanto segue:

- installazione di un sistema di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto, uno per ciascuna sezione produttiva;
- installazione di un sistema di abbattimento degli ossidi di zolfo del tipo ad umido, uno comune a 2 sezioni produttive;

- revamping del sistema di captazione delle polveri del tipo ad elettrofiltro, uno per ciascuna sezione produttiva.

## **5. Analisi di fattibilità per l'utilizzo di sistemi secondari di abbattimento**

Tale analisi riguarda la fattibilità dell'installazione di un nuovo sistema di abbattimento degli ossidi di azoto e di zolfo, nonché del revamping del sistema di captazione delle polveri, al fine di dotare la centrale di sistemi secondari di abbattimento degli inquinanti che consentano l'adeguamento ai limiti di emissione prescritti dal Decreto.

### **5.1 Principali opere ed apparecchiature per la riduzione degli ossidi di azoto**

L'impianto in passato è stato già oggetto di importanti interventi di miglioramento finalizzati alla riduzione dei livelli emissivi di ossidi di azoto mediante l'impiego di una Best Available Technique (BAT). L'adozione della tecnica BOOS, prevista dalle BReF per i Grandi Impianti di Combustione ha permesso di raggiungere i limiti di emissione attualmente vigenti, pari a 200 mg/Nm<sup>3</sup>.

Al fine di raggiungere i livelli emissivi previsti entro 2 anni dal Decreto AIA, è necessario ipotizzare ulteriori investimenti impiantistici consistenti nell'installazione di reattori per la denitrificazione catalitica SCR (Selective Catalytic Reduction).

L'installazione di un sistema di abbattimento catalitico delle emissioni di ossidi di azoto necessita di una serie di interventi che incidono profondamente sull'assetto attuale delle singole sezioni produttive.

Un impianto del tipo DeNO<sub>x</sub>-SCR dal punto di vista del lay-out può essere schematizzato in 3 aree fondamentali:

- area dei reattori catalitici: in detta area, prossima alla caldaia, vengono posizionati i reattori nei quali avvengono le reazioni catalitiche di abbattimento degli ossidi di azoto; a tale proposito, al momento della realizzazione si dovranno tenere anche in debito conto le dimensioni delle aree disponibili per la movimentazione dei materiali e dei mezzi, per l'installazione di gru di caratteristiche opportune, etc.
- area di ricevimento e stoccaggio: questa area dovrà essere individuata in una zona libera facilmente raggiungibile dalla portineria di centrale tramite la viabilità interna, ciò per consentire l'accesso dei camion, preposti al trasporto reagenti, in condizioni di sicurezza e senza interferire con altro traffico presente in impianto;

- area del sistema di vaporizzazione dell'ammoniaca: tale area, eventualmente da sdoppiare per ottimizzare la distribuzione dell'ammoniaca tra i diversi sistemi, deve invece essere posizionata vicino ai reattori SCR ed in un punto quanto più baricentrico rispetto ai diversi sistemi.

Nel dettaglio, per ciascuna delle 4 sezioni termoelettriche è necessario attuare i seguenti interventi impiantistici:

- scoibentazione di parte della caldaia e dei condotti;
- demolizione della pannellatura di caldaia posta di fronte all'uscita dell'economizzatore;
- demolizione dei condotti esistenti da uscita economizzatore a ingresso riscaldatore aria-fumi (Ljungstroem);
- realizzazione di condotti fumi da uscita economizzatore a futuro ingresso reattore DeNO<sub>x</sub>;
- realizzazione di condotti fumi da futura uscita reattore DeNO<sub>x</sub> a ingresso scambiatore rigenerativo aria-fumi (Ljungstroem);
- realizzazione di condotti di by-pass reattore DeNO<sub>x</sub>;
- realizzazione di serrande di intercettazione ingresso e uscita DeNO<sub>x</sub> e serranda di by-pass DeNO<sub>x</sub>;
- installazione del reattore catalitico ad uno strato di catalizzazione (considerando l'efficienza di abbattimento necessaria risulta sufficiente la presenza di 1 strato);
- posizionamento del sistema per la ricezione dei camion e la relativa movimentazione della soluzione ammoniacale;
- realizzazione delle attrezzature necessarie allo stoccaggio dell'ammoniaca in soluzione;
- realizzazione del sistema di trasporto ammoniaca in soluzione;
- realizzazione del sistema di produzione, trasporto e dosaggio dell'ammoniaca in fase gassosa al reattore DeNO<sub>x</sub>;
- modifiche al sistema del vapore ausiliario per la produzione di ammoniaca gassosa da inviare al DeNO<sub>x</sub>;
- potenziamento dei ventilatori di alimentazione aria alle caldaie o indotti per compensare le perdite di carico aggiuntive provocate dall'inserimento del sistema DeNO<sub>x</sub> nel percorso fumi;
- esecuzione di opere civili quali scavi sottofondazioni, fondazioni e carpenteria metallica per struttura di supporto dei reattori DeNO<sub>x</sub> e dei condotti, realizzazione della rampa di scarico autobotti, del muro di contenimento e delle fondazioni dei serbatoi di stoccaggio.

## 5.2 Principali opere ed apparecchiature per la riduzione degli ossidi di zolfo

Il controllo delle emissioni di  $\text{SO}_2$  in atmosfera finora è stato conseguito efficacemente attraverso l'utilizzo di combustibili a ridotto tenore di zolfo, utilizzo questo che rappresenta una BAT attualmente prevista per i Grandi Impianti di Combustione. L'utilizzo di OCD con tenore di zolfo inferiore allo 0,25% ha permesso di raggiungere i limiti di emissione attualmente vigenti, pari a  $400 \text{ mg/Nm}^3$ .

Al fine di raggiungere i livelli emissivi previsti entro 2 anni dal Decreto AIA, è necessario ipotizzare ulteriori investimenti impiantistici consistenti nell'installazione di sistemi  $\text{DeSO}_x$  di abbattimento del tipo ad umido FGD (Flue Gas Desulfurization) che utilizzano il processo calcare-gesso. Realizzando tale sistema sarebbe possibile utilizzare olio combustibile denso ATZ, con contenuto di zolfo pari a circa il 3%.

Tali sistemi, anch'essi previsti dalle BReF, sono molto utilizzati in ambito internazionale e si basano sulla reazione tra la  $\text{SO}_2$  ed il calcare. I fumi entrano nell'assorbitore nel quale la  $\text{SO}_2$  è rimossa tramite il contatto diretto con una sospensione di calcare finemente macinato che viene spruzzata nei fumi tramite appositi ugelli.

Il gas così desolfurato passa attraverso i demister (sistemi per l'abbattimento delle gocce trascinate) e viene inviato al camino.

I prodotti della reazione sono estratti dall'assorbitore ed inviati alla disidratazione, che avviene tramite sistemi differenti (idrocloni, nastri o centrifughe).

Il residuo della reazione è il solfito di calcio che viene ossidato, normalmente tramite soffiatura di aria nel fondo dell'assorbitore, trasformandosi in gesso (solfato di calcio bi-idrato) al fine di ottenere un prodotto con caratteristiche commerciali.

L'installazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di ossidi di zolfo della tipologia analoga a quella illustrata necessita di una serie di interventi che incidono profondamente sull'assetto attuale della centrale.

Analogamente al sistema di abbattimento degli ossidi di azoto, il lay-out dell'impianto dovrà tenere conto delle esigenze di funzionamento dei nuovi sistemi.

Dovranno infatti essere individuate 5 aree:

- area di ricevimento e stoccaggio del calcare: tale area dovrà essere individuata in una zona libera facilmente raggiungibile;
- aree per il trasferimento del calcare al sistema di produzione del reagente: tale area, eventualmente da sdoppiare per ottimizzare la distribuzione del calcare tra i diversi sistemi, deve invece essere posizionata vicino ai reattori ed in un punto quanto più baricentrico dai diversi sistemi;

- area dei reattori: tale area rappresenta di fatto l'impianto all'interno del quale avvengono le reazioni di abbattimento degli ossidi di zolfo; tale impianto è posizionato a fianco delle caldaie, evitando eventuali interferenze con sistemi preesistenti quali condotti o sistemi di abbattimento delle emissioni di polveri; a tal proposito, nel momento della realizzazione si dovranno tenere in debito conto anche le dimensioni delle aree disponibili per la movimentazione dei materiali e dei mezzi, per l'installazione di gru di caratteristiche opportune, etc;
- aree destinate alla movimentazione dei gessi: i gessi prodotti dall'ossidazione finale dovranno essere trasferiti all'area di stoccaggio per essere successivamente destinati al trasporto o presso utilizzatori finali o in discariche autorizzate;
- area di stoccaggio dei gessi: i gessi prodotti devono essere stoccati in aree idonee, coperte ma facilmente raggiungibili per poter assicurare il successivo riutilizzo o la messa a discarica.

Sono previsti 2 impianti  $\text{DeSO}_x$ , ciascuno al servizio di due sezioni termoelettriche. Nel dettaglio è necessario attuare i seguenti interventi impiantistici:

- scoibentazione/modifica dei condotti esistenti;
- realizzazione dei condotti fumi da uscita elettrofiltro già esistente a futuro ingresso reattore  $\text{DeSO}_x$ ;
- realizzazione di condotti di by-pass reattore  $\text{DeSO}_x$  al camino;
- realizzazione di serrande di intercettazione ingresso e uscita  $\text{DeSO}_x$  e serranda di by-pass  $\text{DeSO}_x$ ;
- installazione di ventilatori booster per compensare le perdite di carico aggiuntive introdotte dai nuovi impianti;
- realizzazione linea fumi che comprende i condotti dai ventilatori indotti allo scambiatore rigenerativo, dallo scambiatore rigenerativo all'assorbitore, dall'assorbitore al ventilatore booster, dal ventilatore booster alle 2 ciminiere;
- installazione di 1 reattore comune a due sezioni (in totale 2 reattori per le 4 sezioni costituenti l'impianto);
- realizzazione di attrezzature per l'approvvigionamento, lo stoccaggio del calcare e la preparazione di una sospensione calcarea;
- realizzazione del sistema di trasporto e dosaggio del calcare al reattore  $\text{DeSO}_x$ ;
- modifiche all'impianto di trattamento acque reflue con realizzazione di una sezione specifica di trattamento degli spurghi provenienti dal desolforatore (TSD);

- realizzazione di scambiatori rigenerativi GGH (Gas-Gas-Heater) per l'ottimizzazione del profilo termico dei fumi ingresso uscita desolforatore;
- realizzazione del sistema di disidratazione, stoccaggio e movimentazione gesso;
- realizzazione del sistema di soffiatura aria all'interno del desolforatore;
- esecuzione di opere civili quali scavi per sottofondazioni, fondazioni e carpenteria metallica per struttura di supporto dei reattori  $\text{DeSO}_x$  e dei condotti; realizzazione della rampa di scarico gessi, del muro di contenimento e delle fondazioni dei silos di stoccaggio;
- installazione di un sistema di comando, regolazione e controllo centralizzato in sala manovra;
- realizzazione di un edificio servizi, contenente i sistemi di ricircolo della sospensione, di ossidazione dei solfiti, di estrazione della sospensione gassosa ed i quadri di alimentazione elettrica e regolazione delle apparecchiature.

### **5.3 Principali opere ed apparecchiature per la riduzione delle polveri**

Le 4 sezioni sono attualmente dotate di elettrofiltri per il contenimento delle emissioni di polveri. Gli elettrofiltri a servizio dei gruppi 1 e 2 sono stati oggetto di interventi di miglioramento negli ultimi anni, tuttavia per garantire i livelli emissivi imposti dal Decreto AIA a regime è necessario prevedere ulteriori investimenti impiantistici che consentiranno l'incremento dell'efficienza delle superfici captanti attraverso interventi di:

- revamping dei sistemi di scuotimento;
- revamping del sistema di emissione esistente con sostituzione integrale degli elettrodi e dei relativi telai porta elettrodi;
- revamping dei sistemi di controllo e regolazione, con installazione di nuovi dispositivi digitali in grado di ridurre la potenza applicata dal sistema di alimentazione durante le fasi di scuotitura;
- revamping del sistema di eccitazione, con l'installazione di raddrizzatori di ultima generazione in grado di limitare le oscillazioni di tensione e garantire una più uniforme distribuzione di carico, con conseguente aumento della efficienza di captazione ;

## 5.4 Costi e tempi di realizzazione

Sulla base dell'esperienza di realizzazione di impianti analoghi in diverse centrali, è stato stimato che per l'installazione degli impianti DeNO<sub>x</sub>, DeSO<sub>x</sub> e per gli interventi di miglioramento degli elettrofiltri, secondo le modalità precedentemente descritte, sia necessario un investimento di 250÷300 M€. La quota comprende anche i necessari interventi di integrazione con le strutture esistenti, le opere civili ed i costi interni di gestione del progetto.

Nella valutazione dei costi non sono stati conteggiati quelli derivanti dalla fermata delle singole unità; nel corso dei lavori infatti le singole unità dovrebbero essere messe fuori servizio.

Dovrà altresì essere considerato che l'installazione degli impianti sopra descritti comporterebbe anche:

- peggioramento del rendimento del ciclo (aumentano le perdite di carico del circuito fumi alle quali si deve sopperire tramite un maggiore assorbimento dei ventilatori);
- aumento dei consumi per il trattamento delle acque in termini di sostanze impiegate ed energia assorbita;
- aumento del traffico dovuto ai mezzi per l'approvvigionamento dei materiali necessari al funzionamento degli impianti (ammoniaca, calcare) e per lo smaltimento dei prodotti del trattamento fumi (gessi).

Dalle tempistiche di realizzazione, riportate nella Tabella 3, si evince che nell'ipotesi di sviluppare parte delle fasi 3 e 4 (Progettazione di dettaglio e Procurement) durante le fasi 2 (Autorizzazioni) e 5 (Fornitura componenti e modifiche), l'impianto sarebbe esercibile dopo un periodo non inferiore a 52÷56 mesi. Dette attività comporterebbero una indisponibilità per ogni singola unità stimabile in non meno di 6 mesi.

**Tabella 3. Tempistiche di realizzazione degli interventi di miglioramento del sistema di abbattimento fumi**

<b>Fase</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Durata</b>
1	Progettazione preliminare	4 mesi
2	Richiesta ed ottenimento delle relative autorizzazioni alla costruzione da parte degli enti preposti	12 mesi
3	Progettazione di dettaglio	6 mesi
4	Procurement (definizione degli appalti per la fornitura e il montaggio)	6 mesi
5	Fornitura componenti, modifiche impianto e commissioning	36-40 mesi

sulla base di quanto sopra descritto e ipotizzando che l'impianto mantenga gli attuali margini di redditività, per recuperare la spesa da sostenere per gli adeguamenti ambientali sopra citati sarebbero necessari oltre 25 anni, arco temporale ben superiore alle attuali prospettive di vita residua dell'impianto, ragion per cui i suddetti interventi di adeguamento appaiono economicamente inapplicabili alla centrale di Piombino. L'individuazione della migliore tecnologia disponibile da applicare all'impianto per ottenere il livello di protezione dell'ambiente desiderato, infatti, non può prescindere dalla valutazione della fattibilità economica della stessa. Dunque bisogna tener conto non soltanto del beneficio ambientale ma anche dei costi e dei tempi associati all'adozione di una specifica BAT, come chiarito dall'art. 5, comma 1, lettera l-ter del D.Lgs. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. 128/2010) in cui si fornisce la seguente definizione: «migliori tecniche disponibili: la più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI. Si intende per:

- 1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
- 2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in **condizioni economicamente e tecnicamente valide nell'ambito del pertinente comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa avervi accesso a condizioni ragionevoli;**
- 3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso».

I punti 7, 8 e 9 del suddetto Allegato XI, in tal senso, ribadiscono la necessità, nella determinazione delle migliori tecniche disponibili, di tener conto di:

«[...]

7. Date di messa in funzione degli impianti nuovi o esistenti.

8. **Tempo necessario per utilizzare una migliore tecnica disponibile.**

9. Consumo e natura delle materie prime ivi compresa l'acqua usata nel processo e efficienza energetica.

[...]».

In merito al consumo di materie prime, si ricorda che l'impianto di abbattimento degli ossidi di zolfo del tipo ad umido comporterebbe un notevole aumento dei consumi idrici, nonché dei

reagenti da impiegare tanto nei sistemi di abbattimento quanto nell'impianto di trattamento delle acque, alla luce delle maggiori portate di reflui liquidi e di fanghi da trattare.

La subordinazione a valutazioni tecnico-economiche del giudizio di inapplicabilità delle suddette BAT alla centrale di Piombino trova ulteriormente ragione d'essere nel paragrafo 7 del DM 1° ottobre 2008 in cui, in merito all'applicabilità delle MTD agli impianti esistenti, si legge «**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**».

## **6. Proposta di miglioramento**

In linea con quanto già comunicato da Enel al Ministero e alla regione toscana, si evidenziano di seguito le proposte migliorative che consistono in:

- limiti massici annuali relativamente alle emissioni in atmosfera;
- limiti massici su base mensile relativamente alle emissioni in atmosfera; tale ulteriore limitazione consentirà alla centrale di rispettare i valori di emissione massici mensili in linea con quanto previsto dal BReF dei Grandi Impianti di Combustione.

I suddetti limiti potranno essere garantiti tramite interventi gestionali di miglioramento che, pur non offrendo l'efficienza di abbattimento realizzabile attraverso le BAT, consentiranno di ridurre l'impatto ambientale delle emissioni massiche annue, determinando di fatto un effetto di miglioramento sulla qualità dell'aria. Si interverrà in particolare sulle modalità di esercizio dei precipitatori elettrostatici, implementando più efficaci cicli di scuotitura delle piastre che ne incrementino l'efficienza di captazione.

### **6.1 Quadro riassuntivo delle portate massiche annuali**

Nella Tabella 4 si riportano i valori delle portate massiche annuali, in accordo a quanto prescritto dal Decreto AIA per il periodo relativo ai primi 2 anni dal rilascio dello stesso.

**Tabella 4. Emissioni massiche relative ai primi 24 mesi dal rilascio AIA**

<b>Periodo: 0÷24 mesi (§ 9.3 Parere Istruttorio)</b>		
Inquinante	Concentrazioni media mensile [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissioni massiche [t/anno]
SO <sub>2</sub>	400	1400
NO <sub>x</sub>	200	1050
Polveri	40	140

Nella Tabella 5 si riportano i valori proposti da Enel per le portate massiche annuali, espresse in t/anno, relative al periodo successivo al secondo anno e fino al quinto anno dal rilascio dell'AIA.

**Tabella 5. Emissioni massiche proposte nell'intervallo 24-60 mesi dal rilascio AIA**

<b>Periodo: 24÷60 mesi</b>		
Inquinante	Concentrazioni media mensile [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissioni massiche [t/anno]
SO <sub>2</sub>	400	1400
NO <sub>x</sub>	200	700
Polveri	40	70

Nella Tabella 6 si riportano i valori proposti da Enel per le portate massiche annuali, espresse in t/anno, relative al periodo successivo al quinto anno dal rilascio dell'AIA.

**Tabella 6. Emissioni massiche proposte dopo 60 mesi dal rilascio AIA**

<b>Periodo: dopo 60 mesi</b>		
Inquinante	Concentrazioni media mensile [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissioni massiche [t/anno]
SO <sub>2</sub>	400	1010
NO <sub>x</sub>	200	480
Polveri	40	50

## 6.2 Quadro riassuntivo delle portate massiche mensili

Nella Tabella 7 si riportano i limiti massici mensili, espressi in t/mese, che si intendono rispettare per impianto nell'intero arco di vigenza dell'AIA.

**Tabella 7. Emissioni massiche mensili proposte**

Inquinante	Limiti previsti [t/mese]
SO <sub>2</sub>	450
NO <sub>x</sub>	345
Polveri	45

I limiti riportati in tabella rappresentano le massime emissioni mensili conseguibili dall'impianto alla massima capacità produttiva (portata fumi al carico massimo per 720 ore) considerando i livelli di concentrazione BReF per SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri (rispettivamente 200, 150 e 20 mg/Nm<sup>3</sup>), secondo il seguente schema di calcolo:

$$\text{Conc. BReF [mg/Nm}^3] \times \text{Portata fumi}^{(1)} [\text{Nm}^3/\text{h}] \times \text{Ore}^{(2)} [\text{h/mese}] \times \text{Numero gruppi}^{(3)} = \text{Emissioni [t/mese]}$$

(1) Pari a 799680 Nm<sup>3</sup>/h per singolo gruppo di produzione

(2) Pari a 720 h/mese

(3) Pari a 4 gruppi di produzione

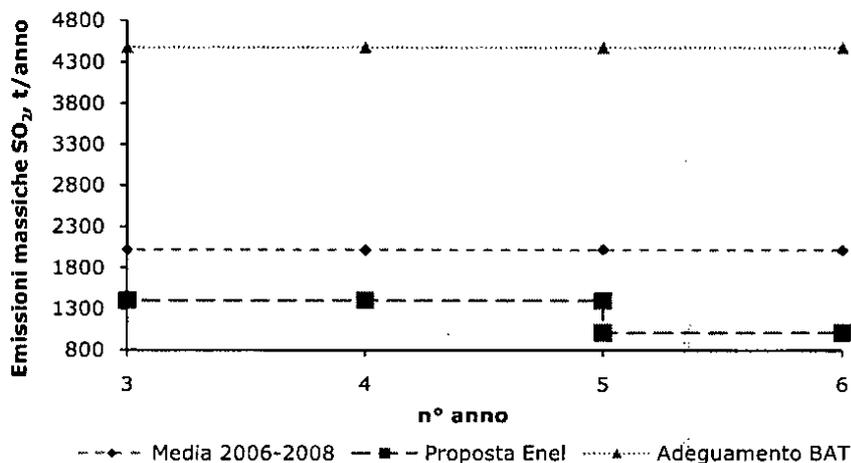
## 7. Conclusioni

L'adeguamento impiantistico finalizzato al rispetto dei valori limite di emissione in linea con le MTD richiesto dal Decreto AIA DVA-DEC-2010-0000501 del 06/08/2010, come evidenziato ai paragrafi precedenti, comporterebbe, con particolare riferimento al periodo successivo ai primi due anni, la realizzazione di impianti di desolforazione e di denitrificazione dei fumi non sostenibili economicamente viste le caratteristiche e le condizioni di esercizio dell'impianto.

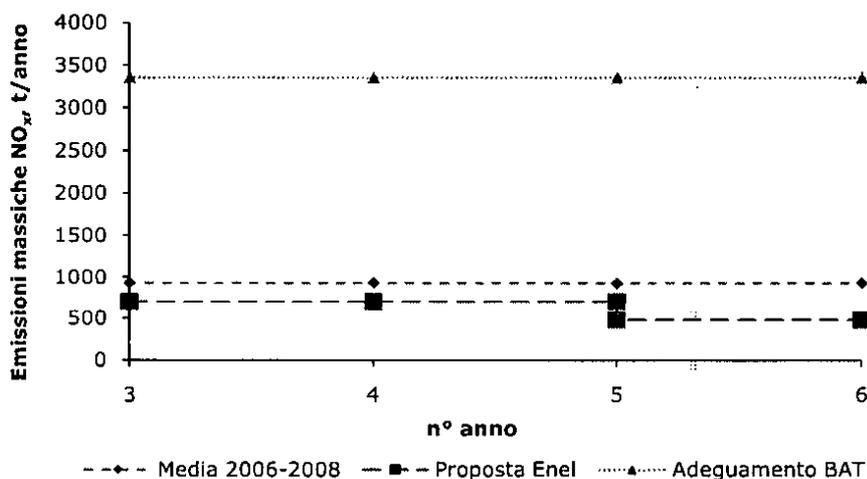
L'applicazione degli eventuali impianti di depurazione dei fumi, a fronte di un limitato beneficio in termini di complessivo impatto ambientale delle emissioni in atmosfera, comporterebbe una riduzione di efficienza energetica dell'impianto, oltreché la movimentazione su strada di materie prime (calcare, ammoniaca) e la produzione di rifiuti (gessi) correlati all'esercizio dei nuovi impianti.

Ciò nondimeno Enel propone il presente Piano di Adeguamento che, in coerenza con le Linee Guida Europee e Nazionali in materia di migliori tecniche disponibili per i grandi Impianti di Combustione, consente di ottenere risultati ambientali complessivamente migliori rispetto a quelli derivanti dall'applicazione delle ipotesi tecnologiche sopra indicate, con una riduzione dei valori emissivi massici annuali e mensili rispetto ai livelli di concentrazione previsti.

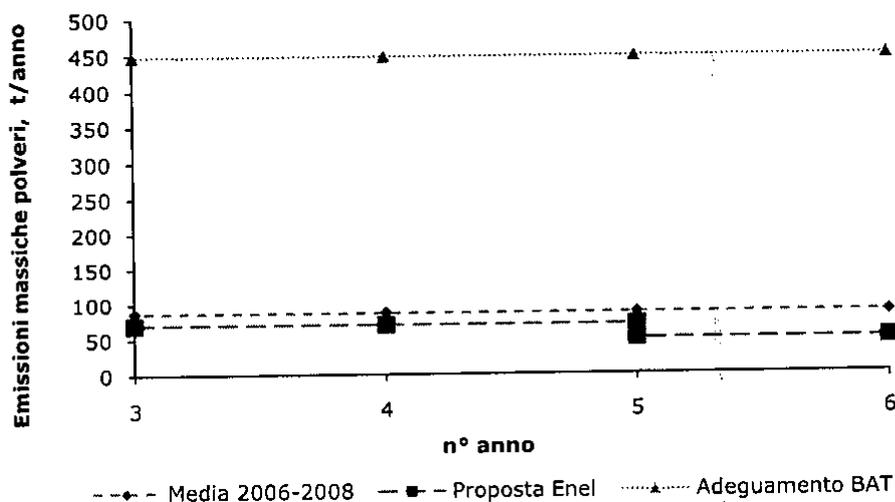
Nel seguito si riporta il confronto tra le emissioni massiche conseguibili dalla suddetta proposta Enel, le emissioni medie del periodo 2006÷2008 e le emissioni calcolate per l'impianto adeguato alle previsioni del paragrafo 9.3 del Parere Istruttorio:



**Figura 1. Emissioni massiche SO<sub>2</sub>**



**Figura 2. Emissioni massiche NO<sub>x</sub>**



**Figura 3. Emissioni massiche polveri**

I grafici evidenziano la consistente riduzione delle emissioni massiche conseguibile con la proposta Enel rispetto a quanto garantito da un eventuale adeguamento alle BAT; si calcolano le seguenti percentuali di riduzione:

- Periodo: 24÷60 mesi
  - SO<sub>2</sub>: -69%
  - NO<sub>x</sub>: -79%
  - Polveri: -84%
  
- Periodo: dopo 60 mesi
  - SO<sub>2</sub>: -77%
  - NO<sub>x</sub>: -86%
  - Polveri: -89%

Sulla base della presente proposta, si ritiene necessario rivedere tali previsioni per gli ultimi 3 anni di vigenza del decreto AIA, non risultando adeguato il riferimento a valori emissivi in termini di concentrazioni attese dall'applicazione delle suddette tecnologie, sostituendo questi con limiti massici mensili e annuali.



sul C/C n°

871012

di Euro

€ 2.000,00

IMPORTO  
IN LITTERE

Due mila / 00 €

INTESTATO A  
CAUSALE

TESORERIA PROV. DELLO STATO - R

ISTANZA DI MODIFICA NON SOSTAN-

ZIALE AI SENSI ALL. III DECRETO

24/04/08 - P. LE. ETEL DI

PIOMBINO

0097

€ 2.000,00 €

VCYL 0097

€ 1,10 €

C/C 00000871012

P 0039

ESECUITO DA

ETEL PROD. ME UBT PB

VIA PIAZZA

LOP. TORRE DEL SALE

CAP

57025

LOCALITA

PIOMBINO LI