

Viani BiaginaMinistero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali**Da:** marco.favilla@enel.com**Inviato:** lunedì 31 maggio 2010 17.14**E.prot DVA-2010-0014354 del 03/06/2010****A:** A: DSA; c.gatti@regione.lazio.it; gbargagna@regione.lazio.it; TICALI Dario;
roberta.nigro@isprambiente.it**Cc:** sandro.valery@enel.com; matteo.cimaglia2@enel.com; alberto.angeloni@enel.com;
serena.cianotti@enel.com; giovanni.devito@enel.com**Oggetto:** AIA Montalto**Priorità:** Alta**Allegati:** Bozza let accompagnamento prop gas 50_4_.pdf; Bozza rel su Limite emissioni 200 mg_Nm3 24 mag 10 rev finale_2_.pdf

*In allegato, vi anticipo l'approfondimento tecnico relativo all'AIA di Montalto di Castro
Seguirà invio cartaceo.*

<<Bozza let accompagnamento prop gas 50_4_.pdf>> <<Bozza rel su Limite emissioni 200 mg_Nm3 24 mag 10 rev finale_2_.pdf>>

*A disposizione per ogni chiarimento del caso,
distinti saluti*

Marco Favilla

ENEL SpA Generation & Energy Management

Responsabile Unità di Business Termoelettrica Montalto di Castro

01014 Montalto di Castro (VT) Loc. Pian dei Gangani

tel.0766.972131, fax.0766.972133

mailto:marco.favilla@enel.it

Rispetta l'ambiente: se non ti è necessario, non stampare questa mail.



31/05/2010

Ministero dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare
D. G. per le Valutazioni Ambientali
ex Divisione VI - RIS IPPC
Via Cristoforo Colombo 44
00147 ROMA
Att.ne dott. Giuseppe Lo Presti

Commissione Istruttoria IPPC
c/o ISPRA
Via Curtatone, 3
00185 ROMA
Att.ne Presidente ing. Dario Ticali
Presidente GI dott. Marco A. Di Giovanni
Segreteria dott.ssa Roberta Nigro

Regione Lazio
Dipartimento Territorio
Direzione Ambiente
Viale del Tintoretto, 432
00142 ROMA
Att.ne dott.ssa Giovanna Bargagna
dott. Aldo Palombo

Oggetto: Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) della Centrale termoelettrica
Enel "Alessandro Volta". Trasmissione di approfondimento tecnico.

Con riferimento agli esiti della CdS del 14 maggio 2010 e del relativo Parere Istruttorio con il quale si prescrivono le condizioni per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) Vi inviamo un approfondimento tecnico con il quale si chiarisce una nuova proposta Enel per l'esercizio della Centrale in oggetto.

In particolare, Enel propone di utilizzare fin da subito gas nella percentuale minima del 50% della potenza termica in ingresso, al fine di rispettare nell'immediato il limite delle emissioni di SO₂ pari a 200 mg/Nm³, così come previsto nel Parere Istruttorio.

L'uso del gas è considerato una Migliore Tecnica Disponibile (MTD) sia nel Bref dei Grandi Impianti di Combustione del luglio 2006 sia nel Decreto del 1° ottobre 2008, Linee Guida per le MTD relative ai Grandi Impianti di Combustione.

L'applicazione di tale proposta consentirà di anticipare di 18 mesi il conseguimento del limite sopra citato, rispetto alla tempistica imposta dal Gruppo Istruttore ed eviterà la realizzazione di impianti di abbattimento il cui esercizio potrebbe determinare da un punto di vista ambientale, una riduzione dell'efficacia delle prescrizioni imposte.

Cordiali saluti.

Montalto di Castro

Approfondimento tecnico sulla tematica dei limiti di emissione in atmosfera

1) Situazione attuale

Il verbale della riunione della Conferenza di Servizi del 14 maggio della Centrale termoelettrica Enel di Montalto di Castro conferma quanto riportato nel Parere Istruttorio Conclusivo redatto dal GI il quale fissa a 200 mg/Nm^3 il valore limite delle emissioni di SO_2 , nell'assetto a solo olio combustibile.

Tale valore coincide con quello conseguibile con l'applicazione delle Migliori Tecniche Disponibili per Grandi Impianti di Combustione (GIC) ad olio. In assenza di altre soluzioni, di cui si dirà successivamente, il rispetto di tale limite richiederebbe l'installazione di impianti di desolforazione dei fumi (impianti DeSOx). Tale soluzione comporta però dubbi vantaggi ambientali legati all'esercizio dell'impianto di abbattimento in una centrale che ha disponibilità di gas naturale. Difatti rispetto all'assetto attuale, in cui l'impianto sarebbe in grado di garantire il medesimo limite fissato dal Gruppo Istruttore (200 mg/Nm^3 per gli SO_2) mediante il ricorso ad un combustibile senza tenore di zolfo come qual è il gas naturale, l'esercizio di un impianto di desolforazione avrebbe come conseguenza una riduzione del rendimento energetico dell'impianto. L'uso del processo di desolforazione comporterebbe la necessità di movimentare il calcare, sostanza necessaria per il funzionamento di tali impianti di abbattimento, e dei gessi, prodotti di risulta derivanti dal processo di abbattimento della SO_2 , con conseguente impatto negativo sull'ambiente dovuto alla presenza di emissioni diffuse, movimentazione di camion, etc. Dal punto di vista dell'utilizzo delle risorse l'esercizio dei desolficatori comporta anche un incremento nei consumi di acqua necessari alla preparazione della soluzione di calcare da inviare nel reattore. Infine deve anche essere considerata la evidente insostenibilità economica di un simile adeguamento impiantistico, considerando la scarsa collocazione nel mercato dell'energia dell'impianto funzionante ad olio.

2) La proposta di Enel

Con riferimento alle MTD per gli impianti alimentati ad olio, occorre considerare che nel Bref per i Grandi Impianti di Combustione del luglio 2006, il ricorso al gas è considerato una MTD; a tal proposito si allega la tabella riportata nel citato Bref (allegato 1).

La possibilità di considerare il gas come MTD è ribadita anche nel Decreto del Ministero dell'Ambiente del 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" dove viene indicata come misura primaria di abbattimento delle emissioni di SO_2 il ricorso all'utilizzo di un

combustibile a basso contenuto di zolfo. Il concetto del ricorso al mix di combustibili è anche esplicitato, sempre nelle Linee Guida, nella tabella che riporta i livelli di emissione del parco esistente.

Pertanto il valore limite di emissione della SO_2 pari a 200 mg/Nm^3 , definito sulle basi temporali indicata nel parere del Gruppo Istruttore (i limiti si intendono rispettati se nessuna delle medie di 24 ore supera i valori limite indicati e nessuna delle medie orarie supera i valori limite di emissione di un fattore superiore a 1,25), può correttamente essere riferito ad un funzionamento nel quale si faccia ricorso ad una quota di gas, in alternativa a sistemi di abbattimento secondari, che nel caso in esame non trovano, come sopra detto, giustificazione dal punto di vista economico ed ambientale.

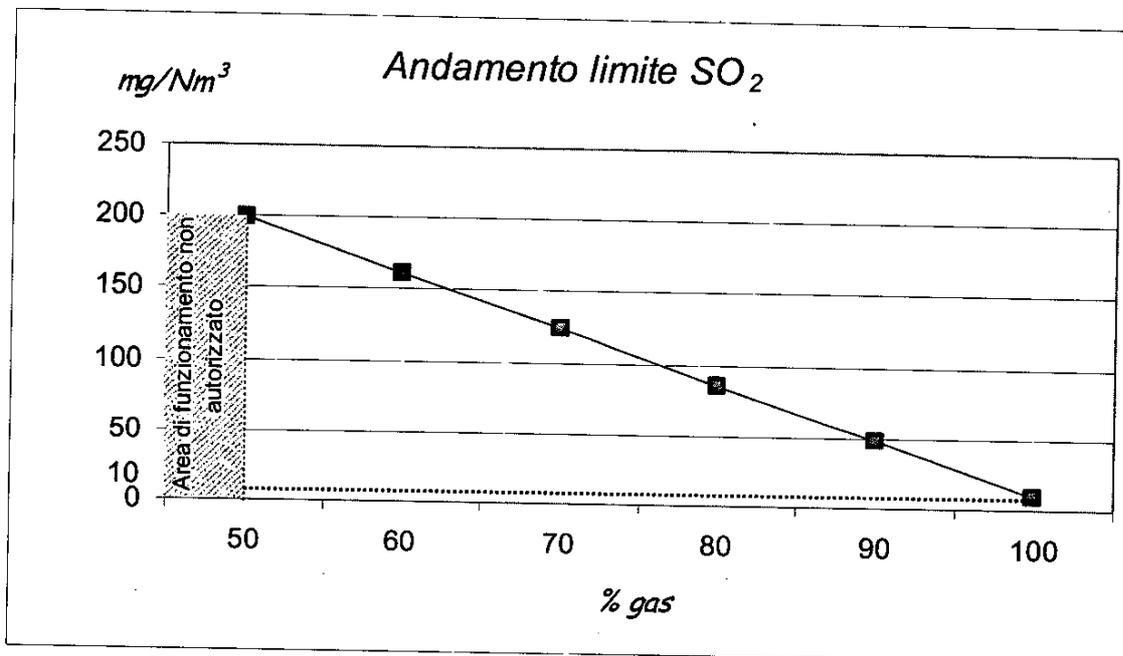
A tal fine, Enel propone condizioni di esercizio ulteriormente migliorative impegnandosi ad impiegare da subito, come MTD, un mix di combustibili nel quale la percentuale di gas risulti non inferiore al 50% dell'input termico, calcolato sulle basi temporali congruenti a quelle utilizzate per il calcolo del limite.

In caso di utilizzo di quantità di gas superiori al 50 %, il limite sarà ponderato in funzione della quantità di gas impiegato, secondo la seguente formula

$$(400 * \% \text{ olio}) + (10 * \% \text{ gas})$$

$$\text{Valore limite applicato} = \frac{\quad}{100}$$

Di seguito è riportata un grafico riepilogativo.



Capacity (MW _{th})	SO ₂ emission level associated with BAT (mg/Nm ³)		BAT options to reach these levels	Applicability	Monitoring
	New plants	Existing plants			
50 – 100	100 – 350 ⁽²⁾	100 – 350 ⁽²⁾	Low sulphur fuel oil co-combustion of gas and oil FGD (dsi) or FGD (sds)	New and existing plants	Continuous
100 – 300	100 – 200 ⁽²⁾	100 – 250 ⁽⁴⁾	Low sulphur fuel oil co-combustion of gas and oil and FGD (dsi) or FGD (sds) or FGD (wet) (depending on the plant size) Seawater scrubbing Combined techniques for the reduction of NO _x and SO ₂	New and existing plants	Continuous
>300	50 – 150 ⁽²⁾	50 – 200 ⁽⁶⁾	Low sulphur fuel oil co-combustion of gas and oil and FGD (wet) FGD (sds) Seawater scrubbing Combined techniques for the reduction of NO _x and SO ₂	New and existing plants	Continuous
<p>Notes:</p> <p>FGD(w et) (Wet flue-gas desulphurisation) FGD(sds) (Flue-gas desulphurisation by using a spray drier)</p> <p>FGD(dsi) (Flue-gas desulphurisation by dry sorbent injection)</p> <p>1,2 The following levels were proposed by Industry and the one Member State: range to be 200 – 850 mg/Nm³ 3, 4, 6 upper level 400 mg/Nm³ 5 upper level 200 mg/Nm³ 2, 4, 6 Industry declared no BAT level should be given if low sulphur fuel is used. Their rationale is that for oil-fired LCPs, the SO₂ emission levels by using low sulphur fuel in combination with FGD are designed to optimise environmental benefit with the high cost of fuel and the FGD. The high net unit efficiency requirement has to be optimised among the cost of the fuel, the emission control technique performance (low emission levels) and the related energy consumption (energy penalty). The Member State argued that heavy fuel oil burners operate with a very high cost fuel. The SO₂ reduction techniques and the associated emission levels have to be reasonable, in order to ensure the economic viability of the plants, with very careful assessment of the environmental benefit against all the costs and the cross-media effects involved. It is very important for existing plants to allow the use of low sulphur fuel only in order to avoid any drop in net unit efficiency.</p> <p>6 One Member State proposed that the BAT range for existing plants over 300 MW should be 200 – 400 mg/Nm³, because these levels comply with the Member States emission limits.</p>					

Table 6.43: BAT for the prevention and control of sulphur dioxide from liquid fuel-fired combustion plants

Estratto da "Integrated Pollution Prevention and Control – Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – July 2006"