



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA

DIVISIONE GENERAZIONE, ENERGY MANAGEMENT E MERCATO ITALIA  
AREA DI BUSINESS GENERAZIONE  
UNITA' DI BUSINESS TORRE VALDALIGA NORD

00053 Civitavecchia (Roma) - Via Aurelia Nord, 32  
T +390766725111 - F +390766725431  
enelproduzione@pec.enel.it



Enel-PRO-24/10/2013-0041984



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

E.prot DVA - 2013 - 0024946 del 31/10/2013

PRO/ADB-GEN/PCA/UB-TV/EAS

<#####>



Spett.le  
MINISTERO AMBIENTE E TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE  
Via C. Colombo, 44  
D. G. per le Valutazioni Ambientali  
Divisione IV - Rischio rilevante e Autorizzazione Integrata Ambientale  
00147 ROMA RM  
c.a. Ing. Giuseppe Lo Presti



<#####>

Spett.le  
ISPRA  
Servizio Interdipartimentale per l'Indirizzo, il Controllo e il Coordinamento delle Attività Ispettive  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA RM  
c.a. Ing. Alfredo Pini

Oggetto: Emissioni di CO

**Decreto DEC/MIN/0000114 del 05/04/2013 (AIA) pubblicata in G.U. serie generale n. 97 del 26/04/2013 - Centrale Enel Produzione SpA di Torrevaldaliga Nord: trasmissione studio di fattibilità sistema abbattimento CO dai camini 1, 2 e 3.**

In merito alla prescrizione riportata all'art. 1 comma 3 del Decreto AIA in oggetto, nonché all'art. 10.3 ultimo capoverso del Parere Istruttorio Conclusivo ricompreso nell'AIA stessa dove "si prescrive al Gestore entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, uno studio di fattibilità per l'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni



1/2

*di CO ai camini 1, 2 e 3", si trasmette in allegato lo studio richiesto.*


A disposizione per eventuali chiarimenti, si inviano distinti saluti.

**Giuseppe Molina**  
UN PROCURATORE

Il presente documento è sottoscritto con firma digitale ai sensi dell'art. 21 del d.lgs. 82/2005. La riproduzione dello stesso su supporto analogico è effettuata da Enel Servizi e costituisce una copia integra e fedele dell'originale informatico, disponibile a richiesta presso l'Unità emittente.

Allegati:citati

Copia a:

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	<b>18/10/2013</b>
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3.</b>		Pagina/Sheet <b>1/19</b> Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

## CENTRALE TERMOELETTRICA DI TORREVALDALIGA NORD

Decreto A.I.A. prot. 0000114 del 05/04/2013

Art. 1 "Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio", comma 3

Studio di fattibilità per l'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3

00	18/10/2013	<i>Di Paolo</i> Di Paolo ASP-COE AUT	<i>Di Paolo</i> Di Paolo AUT	<i>Di Paolo</i> Di Paolo UB-TVN			<i>Di Paolo</i> Di Paolo UB-TVN	<i>Di Paolo</i> Di Paolo SAI
Rev.	Data Date	Redazione Editing	Collaborazioni / Co-operations				Approvazione Approval	Emissione Emission



 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 2/19
			Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>


Tabella delle revisioni / Table of revisions

Rev.	DESCRIZIONE DELLE REVISIONI / Description of revisions
00	First emission

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 3/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

## **Indice/Index**

1.	OGGETTO .....	4
2.	QUADRO NORMATIVO ATTUALE.....	4
3.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ESISTENTE .....	8
4.	PROCESSO DI COMBUSTIONE DEL CARBONE E FORMAZIONE DEL MONOSSIDO DI CARBONIO .....	8
4.1.	Mulini e sistema di alimentazione polverino in caldaia.....	10
4.2.	Bruciatori .....	11
5.	SISTEMI DI ABBATTIMENTO CO .....	14
5.1.	Catalizzatori ossidativi.....	14
6.	STUDIO DI FATTIBILITA' .....	16
6.1.	Installazione sistema di abbattimento catalitico .....	16
7.	CONCLUSIONI.....	17
8.	ALLEGATI .....	19
8.1.	Allegato 1: Pareri della VGB e di EPRI in merito a studi sull'abbattimento CO ..	19

 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 4/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

## 1. OGGETTO

Il presente Studio di fattibilità ha lo scopo di ottemperare alla prescrizione riportata all'art.1 comma 3 del Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale prot. 0000114 del 5 aprile 2013 di rinnovo all'Autorizzazione Unica rilasciata dal Ministero delle attività produttive (decreto del 24 dicembre 2003, n. 55/02/2003) limitatamente agli aspetti inerenti l'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Centrale Termoelettrica di Torrevaldaliga Nord: *"Come prescritto al paragrafo 10.3 "Aria", pag. 110 del parere istruttorio, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto il Gestore dovrà presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e trasmettere all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, uno studio di fattibilità per l'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3"*.

## 2. QUADRO NORMATIVO ATTUALE


La Centrale di Torrevaldaliga Nord è stata autorizzata alla costruzione e all'esercizio con DEC MAP 55/02/2003 del 24.12.2003. Tale decreto, comprensivo del DEC/VIA 0680/2003 del 6.11.2003, non esplicitava per il parametro CO alcun valore limite. Solo successivamente, in fase di riesame A.I.A. di cui al DEC/MATTM 970/2009 del 3.8.2009 si introduce anche il limite di concentrazione per il CO, posto pari a 130 mg/Nm<sup>3</sup> su base giornaliera. Tale limite è stato ulteriormente ridotto a 120 mg/Nm<sup>3</sup> con il decreto del 5 aprile 2013, di rinnovo dell'A.I.A., che ha altresì imposto un limite massico pari a 2000 tonnellate/anno.

In merito va evidenziato che l'attuale contesto normativo europeo relativo alle emissioni industriali è disciplinato dalla Direttiva 2010/75/CE del 24 novembre del 2010 che stabilisce norme riguardanti la prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento proveniente da attività industriali. A partire dal 2016, la direttiva andrà ad abrogare, tra le altre, la Direttiva 2001/80/CE sulle emissioni dei grandi impianti di combustione e la Direttiva IPPC 2008/1/CE sull'adozione delle Migliori Tecnologie Disponibili (M.T.D.).

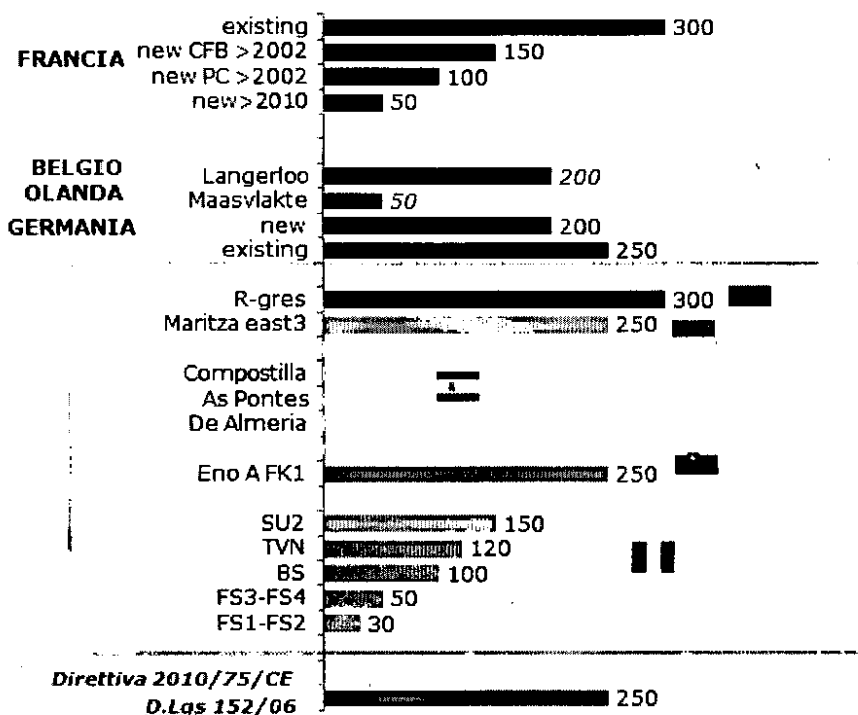
I valori limite alle emissioni dei macroinquinanti, ad oggi in vigore in Italia, sono quelli previsti dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., che oltretutto recepisce l'anzidetta Direttiva 2001/80/CE.

Relativamente al CO si evidenzia che il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. fissa un valore limite (250 mg/Nm<sup>3</sup>) solo per gli impianti alimentati da combustibili solidi e liquidi di potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW anteriori al 1988. Tale limitazione è avvalorata dal fatto che la Direttiva 2010/75/CE non prevede alcun valore limite per il parametro CO relativamente agli impianti alimentati a carbone.

Nel grafico seguente è riportato un confronto tra i valori limite di CO assegnati in Italia dall'A.I.A. ad impianti a carbone, i limiti previsti dalle normative sopra citate e quelli applicati in analoghi impianti europei.

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 5/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Usa riservato</i>

Oltre a quanto sopra detto in merito al fatto che la direttiva europea non fissa limiti per il CO, dal grafico si evince che in Italia i valori limite di CO assegnati dall'A.I.A. sono già tra i più bassi d'Europa, perdipiù in alcuni Paesi, tra cui la Spagna, non sono presenti limiti sul CO.




Va inoltre sottolineato che l'esperienza di esercizio degli impianti meno recenti, cui fanno riferimento le BRef<sup>1</sup>, è poco applicabile per costituire un riferimento per le caldaie più moderne Ultra-Super-Critiche (U.S.C.), come quelle presenti a Torrevaldaliga Nord; lo stesso documento comunitario BRef del luglio 2006 dà indicazioni di livelli di emissione associati alle BAT rilevati su un parco di impianti esistenti, e quindi prevalentemente costituiti da generatori a vapore *standard*, con sistemi di combustione tradizionali. Ne consegue che l'indicazione di valori di riferimento per il CO, pari a 30-50 mg/Nm<sup>3</sup>, come riportati nel BRef, può trovare applicabilità per gli impianti tecnologicamente meno avanzati, mentre non può essere garantita per quelli di ultima generazione, come nel caso di Torrevaldaliga Nord.

<sup>1</sup> (Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants, European Commission July 2006). Il documento BRef (acronimo di Bat REference, ossia di guida di riferimento per l'adozione delle BAT, Best Available Techniques) è un documento elaborato da un gruppo tecnico in sede comunitaria e che serve di supporto sia agli Stati membri sia agli operatori di ciascun settore per l'individuazione delle M.T.D. e delle loro condizioni di applicabilità ai casi concreti. Il documento per il settore di interesse (L.C.P. - Large Combustion Plants, ossia grandi impianti di combustione) è stato adottato nel luglio 2006 e non ha valore vincolante ma soltanto indicativo.

In ambito nazionale, poi, è stato elaborato un analogo documento consistente nelle Linee Guida per la individuazione delle Migliori Tecniche Disponibili (M.T.D.) per impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50MW, pubblicate sulla G.U. 3.3.2009, Serie Gen. n. 51, Suppl. ord. n. 29.

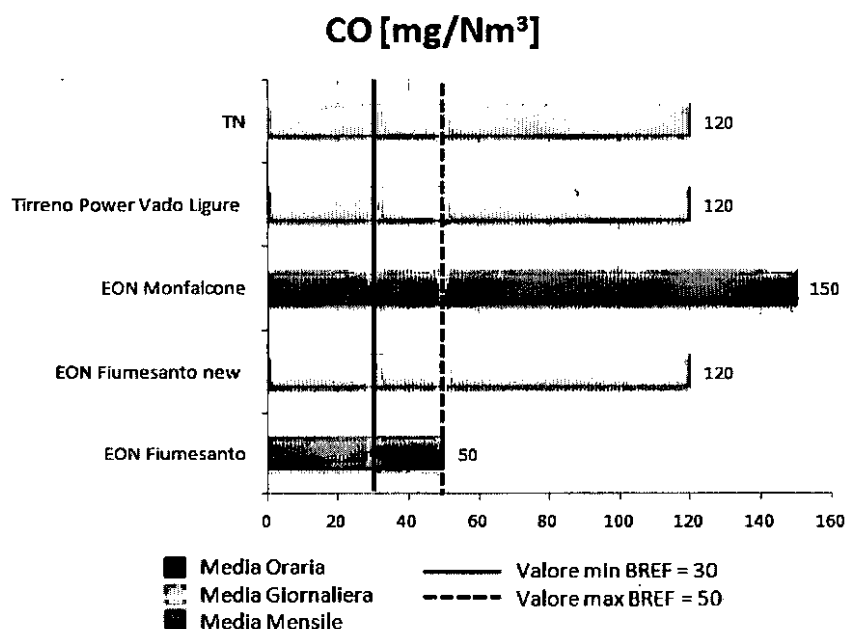
Si sottolinea che entrambi i documenti, dal momento che elaborano e raffrontano una serie di dati tecnici con lo scopo di fornire indicazioni di massima per l'individuazione delle M.T.D. valide per l'intero settore di riferimento, sono inevitabilmente connotati da un certo carattere di astrattezza.

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 6/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

Del resto, dal grafico di cui sotto, che riporta i valori limite di emissione di CO di alcuni impianti a carbone italiani prescritti dai Decreti di Autorizzazione Integrata Ambientale, si evince che ai due impianti dotati di caldaia U.S.C. quali Fiume Santo e Vado Ligure (al momento non realizzati) è stato imposto un valore limite pari a 120 mg/Nm<sup>3</sup>, superiore quindi al valore di riferimento riportato nelle BRef 2006 (30-50 mg/Nm<sup>3</sup>, inteso come media giornaliera). A tale proposito, si evidenzia inoltre che il D.M. 1 ottobre 2008<sup>2</sup> non riporta invece alcun valore di riferimento per il CO per gli impianti a carbone.

I valori limite A.I.A. assegnati all'impianto di TVN sono quindi già ad oggi non solo più restrittivi rispetto ad impianti esistenti di nostri *competitors*, ma anche del tutto in linea con quelli imposti ad impianti nuovi ancora da realizzare. Si sottolinea inoltre che l'imposizione del limite massico (pari a 2000 t/a) che non ha precedenti in Italia per i grandi impianti di combustione, ha avuto come risultato, di fatto, il rientro della Centrale Torvaldaliga Nord nell'ambito delle BAT previste per il CO. Infatti, per livelli di produzione paragonabili con l'esercizio 2012, la Centrale Enel di TVN per poter rispettare tale limite in massa annuale, dovrà garantire un valore medio annuo in concentrazione inferiore a 50 mg/Nm<sup>3</sup>. A tutto ciò va aggiunto che nel *draft* del BREF di Giugno 2013 è stato proposto, per impianti a polverino di carbone (PC) con potenza termica superiore a 300 MW termici, un *range* per le emissioni di CO compreso fra 1 e 55 mg/Nm<sup>3</sup> calcolati come media annuale e quindi eliminando il riferimento alla media giornaliera.

### Valori Limite di Emissione CO Impianti a Carbone – AIA



<sup>2</sup> "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, 59".





L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

GEM/SAI

Tipo documento/ Document type

**Nota tecnica**

Codice-revisione/Code-revision

**TNACAFS277-00**

18/10/2013

Titolo/Title: **Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3**

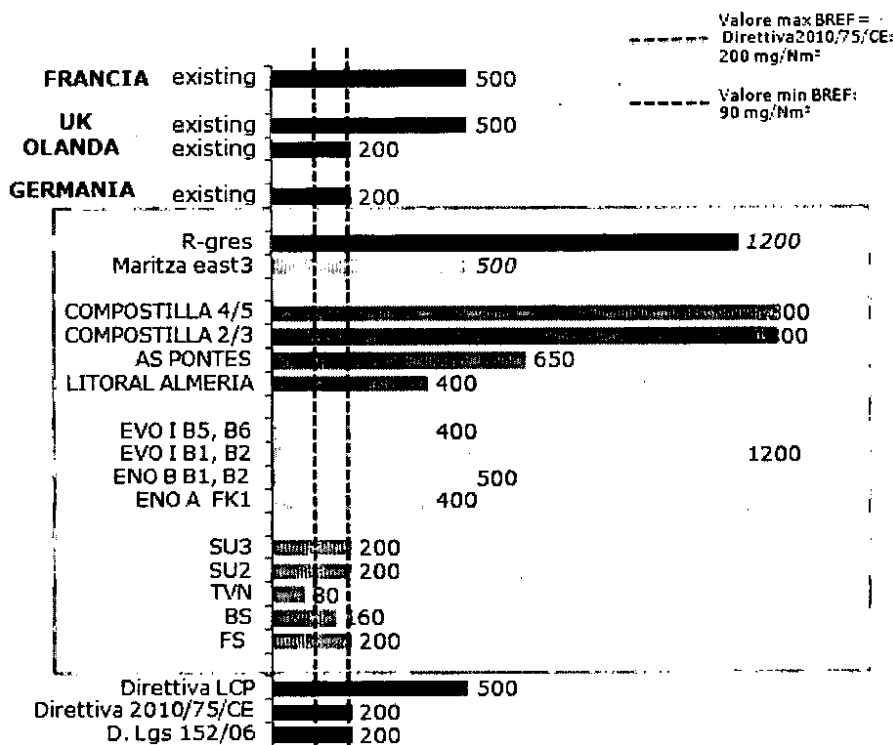
Pagina/Sheet  
7/19


Indice Sicurezza/  
Security Index  
*Usa riservato*

Non va infine tralasciato che in generale, nei processi di combustione, l'obiettivo del contenimento di CO contrasta tecnicamente con l'obiettivo di riduzione degli NO<sub>x</sub>. Da un punto di vista ambientale nel bilancio di ottimizzazione tra la produzione di ossidi di azoto e del monossido di carbonio, è certamente da privilegiare il contenimento dei primi, più dannosi per la salute umana. La ricerca di assetti di combustione ottimizzati per il contenimento degli ossidi di azoto (attraverso l'utilizzo di più bassi tenori di ossigeno o bruciatori Low NO<sub>x</sub>) determina, però, un incremento della produzione di monossido di carbonio, considerato che le emissioni di NO<sub>x</sub> e CO sono inversamente correlate le une alle altre.

Questo fenomeno è ancor più evidente sulle caldaie Ultra-Super-Critiche (U.S.C.), come quelle di Torrevaldaliga Nord, dove la presenza di un impianto di combustione progettato per il massimo contenimento degli ossidi di azoto non consente tecnicamente di scendere con il CO ai valori tipicamente riscontrabili sulle caldaie di più vecchia generazione, equipaggiate con sistemi di bruciatori tradizionali a più alti NO<sub>x</sub>.

Nel grafico seguente è riportato un confronto tra i valori limite di NO<sub>x</sub> assegnati in Italia dall'A.I.A. ad impianti a carbone, i limiti previsti dalle normative sopra citate e quelli applicati in analoghi impianti Europei. Dal grafico si evince che in Italia i valori limite assegnati dalle A.I.A. sono già allineati ai valori indicati nella Direttiva IED 2010/75/CE e nel caso specifico della Centrale di TVN tali limiti sono anche più restrittivi rispetto alla direttiva suddetta e persino più bassi del valore inferiore del range di riferimento riportato nel BRef.



 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3.		Pagina/Sheet 8/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

### 3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ESISTENTE

La Centrale è costituita da 3 sezioni di combustione alimentate a carbone (e a gas naturale limitatamente ad alcune situazioni di esercizio) ed ha una potenza termica pari a 4260 MW, una potenza elettrica lorda di 1980 MW (660 MW per sezione) e un minimo tecnico pari a 350 MW.

Le 3 sezioni di combustione sono equipaggiate con 3 caldaie Ansaldo - Hitachi per ciclo termico ultra-super-critico (U.S.C.), progettate e costruite dalla ATI Ansaldo Caldaie S.p.A. a fronte di un ordine che risale al dicembre 2004. Le caldaie installate a doppio passaggio di vapore con camera di combustione in leggera depressione, sono provviste di sistema DeNO<sub>x</sub> dotato di riscaldatori rigenerativi aria-fumi (Ljungstroem) per il recupero del calore dei fumi in uscita.

Ogni caldaia è provvista di bruciatori Babcock-Hitachi disposti frontalmente. Sono presenti n. 6 file di bruciatori, suddivisi n. 3 nella parete anteriore e n. 3 nella parete posteriore ed ogni fila è alimentata da un singolo mulino.

I bruciatori (in numero di 4 per ogni mulino) sono del tipo a bassa produzione di NO<sub>x</sub> con rilevatore di fiamma, torcia di accensione a gas naturale, regolazione automatica della portata di aria e sistema di protezione e controllo.

Per assicurare una combustione rapida e completa il carbone viene polverizzato in appositi mulini grazie alla presenza di ruote macinanti. Per essere trasportato e bruciato, il carbone viene essiccato e riscaldato nel mulino stesso con un flusso di aria calda che successivamente asporta il polverino prodotto e lo trasporta in tubazioni a ciascun bruciatore.

Per quanto riguarda i sistemi di abbattimento degli inquinanti atmosferici, le 3 linee fumi sono equipaggiate con denitrificatori catalitici (SCR) in posizione *high dust* quindi inseriti a valle dell'economizzatore e prima dei Ljungstroem. A valle del DeNO<sub>x</sub> i fumi attraversano lo scambiatore rigenerativo (Ljungstroem), dove sono raffreddati a spese dell'aria comburente, per poi giungere ai filtri a manica per l'abbattimento del particolato solido e infine ai desolficatori ad umido.


I fumi così depurati vengono a questo punto dispersi in atmosfera mediante 3 canne metalliche (una per ogni sezione) situate all'interno di una ciminiera multi flusso di altezza pari a 250 m.

### 4. PROCESSO DI COMBUSTIONE DEL CARBONE E FORMAZIONE DEL MONOSSIDO DI CARBONIO

La combustione del carbone avviene in 2 fasi distinte:

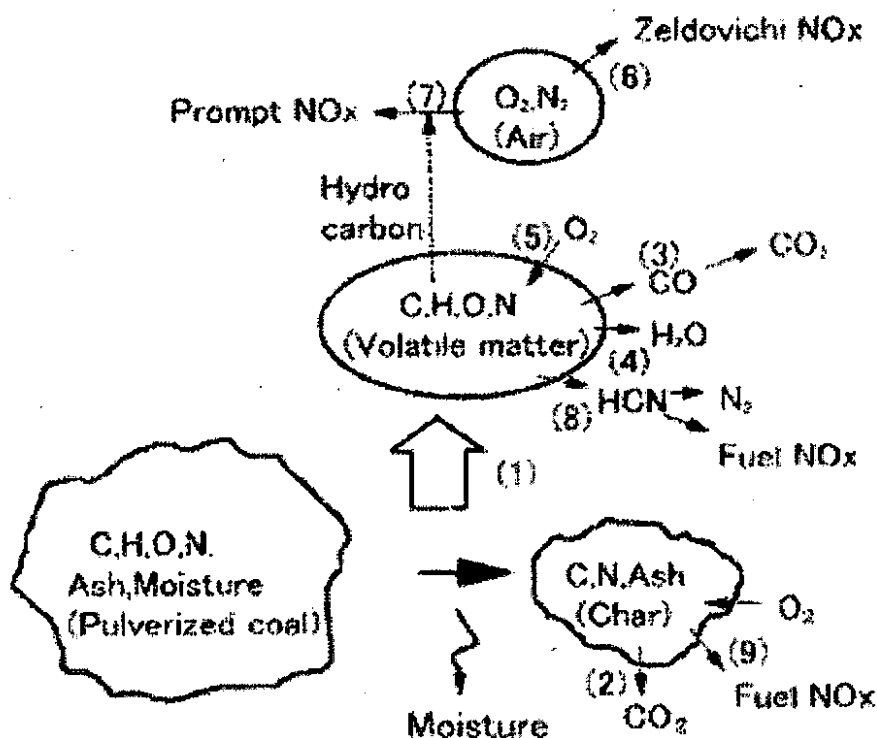
- la de-volatilizzazione del carbone;
- l'ossidazione del residuo della de-volatilizzazione del carbone.

La de-volatilizzazione avviene a temperature tra i 350 e i 400 °C e i prodotti rilasciati risultano essere CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, idrocarburi leggeri e tar. I prodotti gassosi reagiscono con l'ossigeno ossidando in fase omogenea. La de-volatilizzazione è influenzata

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 9/19 Indice Sicurezza/ Security Index Uso riservato

fortemente dalla storia termica della particella, dalle dimensioni e dalla natura del combustibile.

I volatili liberati durante la fase di de-volatilizzazione subiscono una serie di reazioni di frammentazione, con formazione di specie radicali reattive che a loro volta reagiscono con l'ossigeno contenuto nell'aria comburente per produrre CO<sub>2</sub> e acqua.




Il residuo della de-volatilizzazione è il *char*, un residuo solido poroso, ricco di materiale carbonioso, con basse frazioni d'idrogeno e ossigeno.

L'ossidazione del *char* è una reazione eterogenea, la cui descrizione è complessa a causa di numerosi fattori che ne influenzano il processo. I principali fenomeni coinvolti sono:

- diffusione dell'ossigeno verso la particella;
- diffusione del comburente all'interno dei pori del *char*;
- adsorbimento dell'ossigeno sulla superficie interna del poro;
- ossidazione del carbonio;
- la diffusione del monossido di carbonio così formato verso l'esterno attraverso il poro;
- l'ossidazione del monossido di carbonio all'interno della particella e nello strato limite intorno ad essa.

Pertanto, l'incremento di CO al camino negli impianti a carbone, come dimostra anche l'esperienza di esercizio di Torrevaldaliga Nord, è principalmente dovuto ad anomalie o

 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3</b>		Pagina/Sheet 10/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Usa riservato</i>

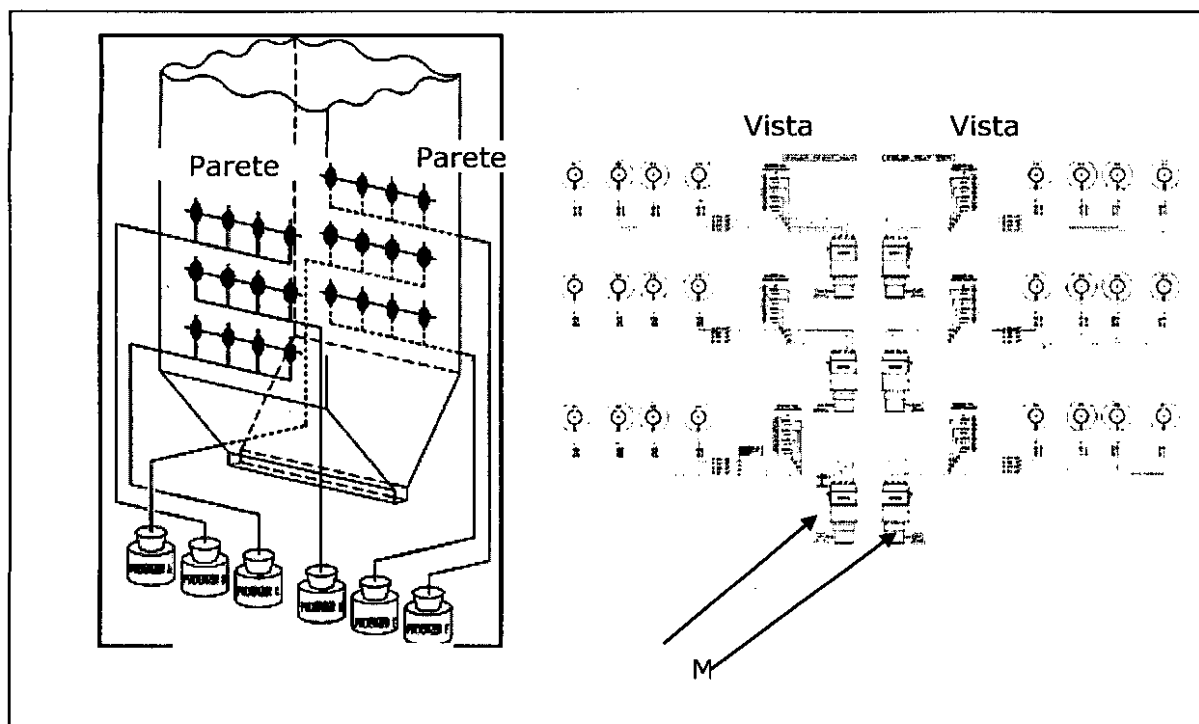
nel sistema di macinazione del polverino (a carico dei mulini) o nel sistema di alimentazione del polverino stesso (a carico dei bruciatori).


Varie sono le possibili anomalie a carico del sistema di preparazione del polverino di carbone ma tutte hanno come denominatore comune l'aumento delle dimensioni medie del polverino che non permettono un'adeguata distribuzione dell'ossigeno all'interno delle particelle di *char*.

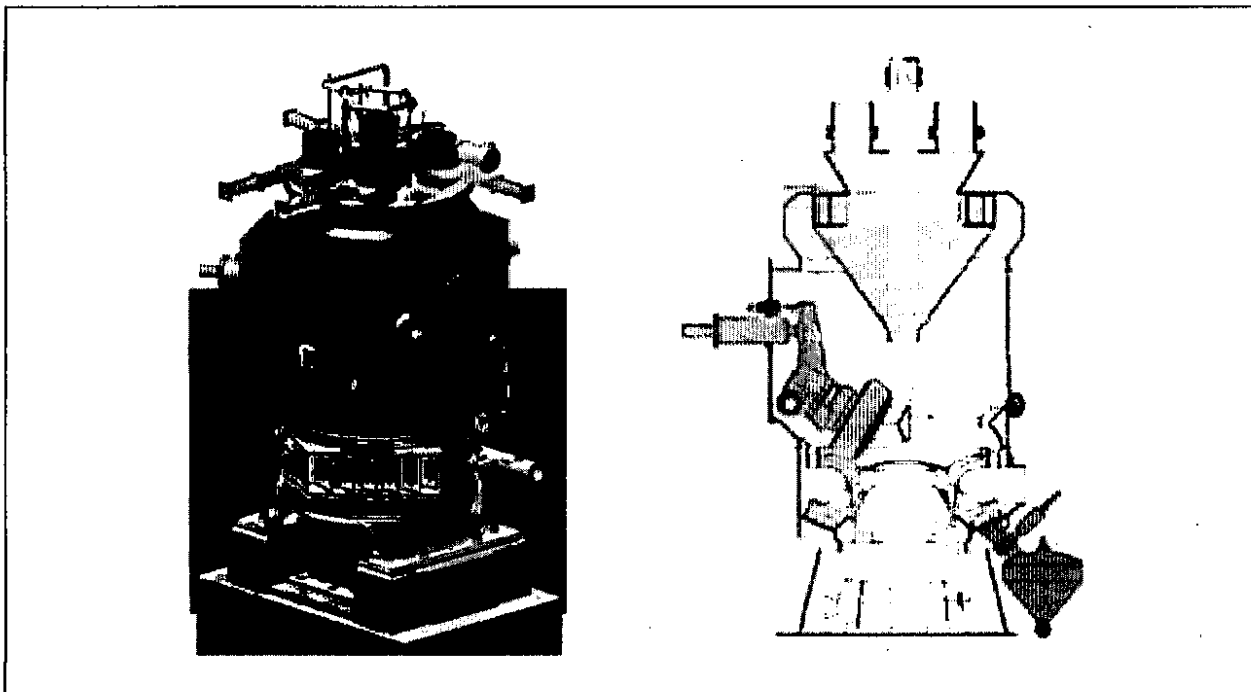
Allo stesso tempo un'eventuale anomalia a carico dei bruciatori che non miscelano adeguatamente l'aria di combustione con il polverino o che non permettono l'adeguata stabilità di fiamma produce un'alta quantità di incombusti in primis il monossido di carbonio.

#### 4.1. Mulini e sistema di alimentazione polverino in caldaia

Il carbone è stoccato nei *bunker* giornalieri e da questi inviato ai mulini polverizzatori, i quali rendono il combustibile altamente fine, allo scopo di migliorarne l'efficienza di combustione. I mulini polverizzatori utilizzati per l'esercizio sono 5 in esercizio ed uno di riserva.



 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 11/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>




Nella figura sopra riportata si ha uno schema del singolo mulino carbone. Tali componenti rappresentano macchinari molto sollecitati e critici per l'impianto. La presenza di ruote macinanti li rende soggetti ad avarie e quindi ad improvvise fermate. Il degrado delle prestazioni dei mulini, dovuto alle inevitabili usure meccaniche, comporta un abbassamento nel grado di finezza del polverino, il quale crea una maggiore quantità di incombusti e mancato completamento della reazione di combustione, con conseguente innalzamento del tenore di CO.

Il sistema di trasporto del polverino avviene con un flusso di aria calda (denominato aria primaria) che è iniettata nel mulino ed impiegata per trascinare il polverino verso i bruciatori. Il sistema comprende due ventilatori che spingono l'aria attraverso il riscaldatore aria e quindi in un collettore dal quale dipartono sei condotti di aria primaria per ognuno dei sei mulini e ciascuno di essi alimenta quattro bruciatori, per un totale di 24 zone di immissione del polverino in caldaia.

La mancanza improvvisa di alimentazione da parte di un mulino, dovuta a possibili avarie nel sistema dell'aria, crea asimmetrie e turbolenze nella combustione all'interno della caldaia, con conseguenti inefficienze nella distribuzione del polverino e nella miscelazione dell'aria primaria e quindi innalzamento improvviso del tenore di CO. Infatti, in caso di blocco di un mulino, il quantitativo di carbone nei restanti in servizio si innalza rapidamente; il quantitativo di aria comburente diminuisce, si allontana dai valori ottimali e crea maggiore sviluppo di CO, dovuto ad incompleta combustione.

#### **4.2. Bruciatori**

La camera di combustione di un generatore di vapore è a tutti gli effetti un reattore chimico in cui avvengono sia le reazioni di combustione che quelle di formazione e riduzione degli inquinanti. Il generatore di vapore può, pertanto, essere considerato

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3</b>		Pagina/Sheet 12/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

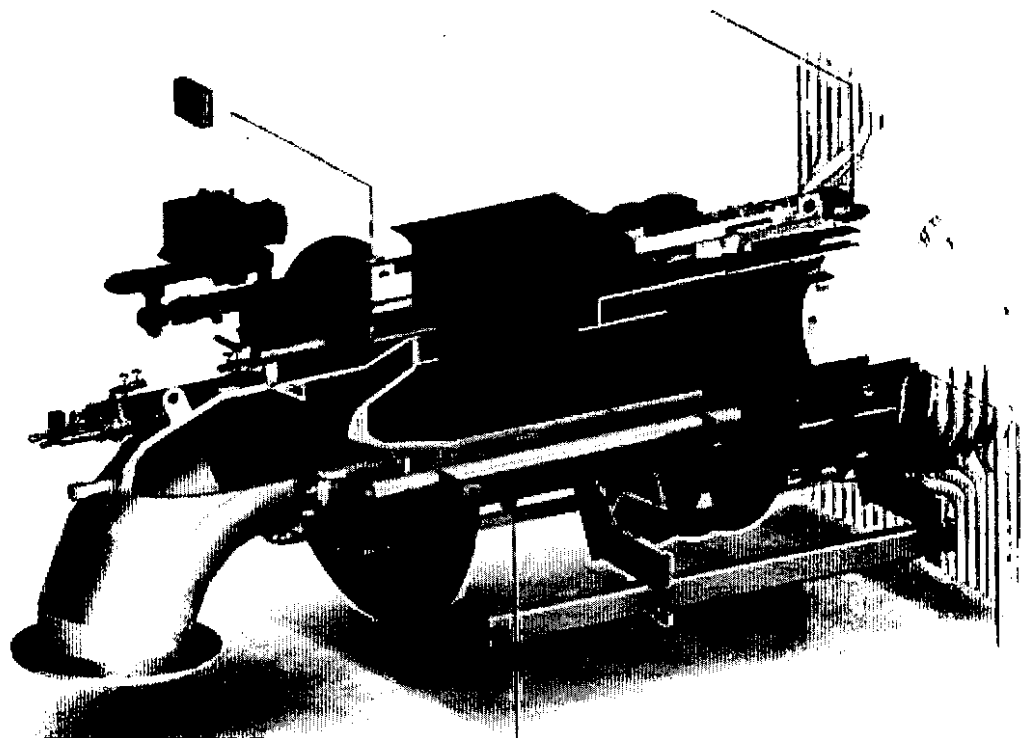
un'apparecchiatura in grado di trasformare i "reagenti" (aria, carbone) in "prodotti" (principalmente anidride carbonica e acqua) minimizzando le "reazioni indesiderate" di produzione degli inquinanti (NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>x</sub>, etc.).


I bruciatori sono dispositivi che generano getti più o meno liberi di correnti bifasiche cioè con particelle solide o liquide (combustibile) disperse in una corrente gassosa (aria necessaria per la combustione).

Nelle caldaie di Torrevaldaliga Nord i bruciatori sono posti frontalmente l'uno all'altro.

I **bruciatori frontali** si inseriscono sulla parete frontale e su quella posteriore della camera di combustione.


La fiamma avviene sul bruciatore stesso e viene sostenuta da due o più livelli di aria (primaria, secondaria, etc). L'aria primaria, miscelata con il polverino, viene introdotta nella camera di combustione al centro del bruciatore. L'aria secondaria avvolge interamente il tubo della primaria e, mediante l'uso di alette fissate sulla periferia del bruciatore, acquista la vorticosità necessaria per garantire un alto grado di turbolenza. L'aria terziaria ha lo scopo di contenere la fiamma in prossimità del bruciatore ottimizzandone così le prestazioni di emissione. La regolazione della combustione del bruciatore frontale si basa sulla coordinazione tra le varie aree del fronte di fiamma.



 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3</b>		Pagina/Sheet <b>13/19</b> Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

In linea generale, da quanto sopra, si evince come uno dei requisiti principali ai quali deve rispondere il progetto del bruciatore a polverino di carbone per il controllo delle reazioni indesiderate, fra cui la formazione di CO, è la distribuzione degli eccessi di aria in camera di combustione e delle temperature dei gas all'uscita della camera di combustione. Il malfunzionamento di un singolo bruciatore può essere oggetto di "sbilanciamento" in termini di composizione dei fumi, provocando quindi peggioramento della combustione che si ripercuote direttamente sui valori di CO in emissione al camino.

In conclusione, l'adozione di programmi di manutenzione delle apparecchiature, misura peraltro già in essere presso la Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord, permette di contenere la frequenza delle eventuali anomalie di cui sopra.

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. GEM/SAI	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 14/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Usa riservato</i>

## 5. SISTEMI DI ABBATTIMENTO CO

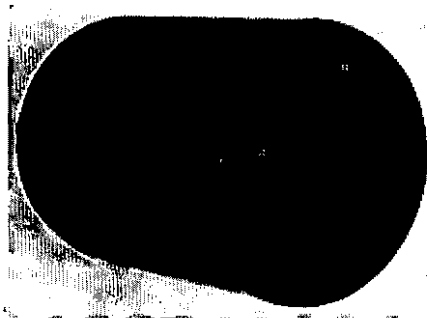
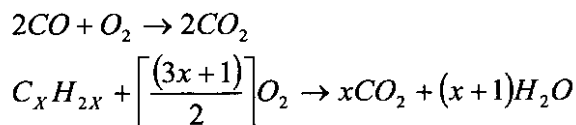
Come descritto nei paragrafi precedenti, livelli molto bassi di emissioni di CO possono essere conseguiti tramite l'applicazione di misure primarie quali il mantenimento di condizioni ottimali di combustione, la presenza di un adeguato sistema di monitoraggio, nonché l'adozione di uno specifico programma di manutenzione delle apparecchiature di combustione, misure già in essere nelle normali pratiche di manutenzione e di esercizio della Centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord che, come si evince dal confronto riportato nel Capitolo 2, permettono di raggiungere *performance* ambientali assolutamente competitive a livello non solo nazionale ma anche europeo.

Ad oggi non si conoscono invece applicazioni su scala industriale di misure secondarie di contenimento delle emissioni di CO su impianti termoelettrici a carbone. Non sono infatti disponibili studi specifici sul tema, come testimoniato dai principali enti di ricerca italiani ed internazionali quali EPRI, VGB, CESI, etc. (vedi Allegati).


Nel paragrafo successivo, partendo da alcuni spunti offerti dal primo *draft* del BRef LCP reso disponibile dal EIPPCB nel giugno 2013, è stata approfondita e valutata la tecnologia che utilizza i catalizzatori quali sistemi di potenziale abbattimento del CO in impianti a carbone.

### 5.1. Catalizzatori ossidativi

Come ipotesi di sistema di abbattimento del monossido di carbonio si considera l'installazione di catalizzatori monoliti ceramici a nido d'ape. Come indicato nel *draft* del BRef sopra citato, tale applicazione è attualmente applicata solo ai motori e alle turbine a gas, dove una reazione di ossidazione converte il monossido di carbonio in CO<sub>2</sub> e vapore acqueo, utilizzando l'ossigeno contenuto nei fumi. Il catalizzatore in questione è costituito da alte concentrazioni di metalli nobili e da elementi adsorbenti quali il potassio che permettono l'attivazione delle seguenti reazioni di ossidazione totale del carbonio:






 L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3</b>		Pagina/Sheet 15/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

Tali catalizzatori ossidativi sono attualmente utilizzati su molte turbine a gas per la riduzione contemporanea sia del monossido di carbonio sia degli ossidi di azoto. Sono altresì note applicazioni su motori diesel a olio di palma con potenza nominale da 1 a 17 MW. In questo caso, i catalizzatori utilizzati sono solitamente costituiti da 3 strati di catalizzatore riducente per l'abbattimento degli ossidi di azoto e 1 strato di catalizzatore ossidativo di abbattimento del monossido di carbonio. L'utilizzo di tali catalizzatori è fortemente vincolato da una concentrazione molto bassa di SO<sub>2</sub> (massimo 30 ppm).

Le nuove frontiere attualmente esplorate dai fornitori di catalizzatori guardano all'uso dei catalizzatori per impianti di incenerimento e per cementifici. Nel primo caso si tratta di catalizzatori preceduti di 5 strati di carboni attivi e con una durata che non supera l'anno di funzionamento; nel caso di applicazione nei cementifici, i catalizzatori sono installati in posizione *tail end* (quindi a valle di depolverizzatori e desolficatori) ed hanno una vita utile che non supera la settimana di esercizio.

In relazione, invece, ad impianti a carbone, come confermato anche dal Ceram, uno dei maggiori produttori di catalizzatori sul mercato europeo, in merito ad applicazioni di catalizzatori ossidativi per l'abbattimento del monossido di carbonio sono ad oggi disponibili solo studi allo stato embrionale.

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet . 16/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

## 6. STUDIO DI FATTIBILITA'


### 6.1. Installazione sistema di abbattimento catalitico

Per l'installazione di un sistema di abbattimento catalitico del CO è fondamentale che ci sia un'alta temperatura di attivazione del catalizzatore. Ne consegue che lo stesso può essere posizionato a valle del sistema catalitico di riduzione degli ossidi di azoto, a monte dell'impianto di desolforazione e di depolverizzazione.

In tale configurazione, il catalizzatore verrebbe installato subito dopo gli stadi di catalizzazione per la rimozione degli ossidi di azoto, dove la temperatura raggiungerebbe i valori ottimali di attivazione del catalizzatore.

Tale soluzione è inficiata però dal fatto che in quella posizione i fumi, dovendo ancora passare attraverso gli stadi di desolforazione e depolverizzazione, sarebbero ancora caratterizzati da alte concentrazioni di SO<sub>2</sub> (circa 2 g/Nm<sup>3</sup>) e di polveri (circa 15 g/Nm<sup>3</sup>). Le alte concentrazioni di SO<sub>2</sub> tenderebbero infatti ad avvelenare il catalizzatore riducendone gradualmente l'efficacia di abbattimento, al contempo le alte quantità di ceneri presenti tenderebbero ad intasare i pori del catalizzatore in cui sarebbero presenti i siti attivi alla reazione. Pertanto, le concentrazioni di ossidi di zolfo e particolato presenti all'uscita dall'economizzatore porterebbero ad una riduzione della vita utile del catalizzatore a tempi talmente brevi da inficiarne l'applicabilità su scala industriale, comportando inoltre un significativo aumento della produzione di rifiuti (gli stessi catalizzatori) che, per la loro composizione, verrebbero classificati come pericolosi.

Pertanto, l'applicazione di un tale sistema ad oggi non è fattibile, né sostenibile su scala industriale, in quanto a fronte di aspetti negativi certi e definiti, non esiste alcun riscontro di un effettivo e reale abbattimento del CO ad oggi tutto da dimostrare e da quantificare.

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3</b>		Pagina/Sheet 17/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Usa riservato</i>

## 7. CONCLUSIONI

Come già sottolineato in vari contesti, va in primo luogo considerato che in generale, nei processi di combustione, l'obiettivo del contenimento di CO contrasta tecnicamente con l'obiettivo di riduzione degli NO<sub>x</sub>.

Inoltre, la concentrazione di NO<sub>x</sub> in uscita da una caldaia di tipo Ultra-Super-Critico (U.S.C.) è molto inferiore a quella in uscita da una caldaia di tipo tradizionale, con conseguente riduzione della concentrazione degli NO<sub>x</sub> al camino, a parità di efficienza dell'impianto di abbattimento degli ossidi di azoto.

La ricerca di assetti di combustione ottimizzati per il contenimento degli ossidi di azoto (attraverso l'utilizzo di più bassi tenori di ossigeno o bruciatori Low NO<sub>x</sub>) determina, però, un incremento della produzione di monossido di carbonio, considerato che le emissioni di NO<sub>x</sub> e CO sono inversamente correlate le une alle altre.


Questo fenomeno è ancor più evidente sulle caldaie Ultra-Super-Critiche (U.S.C.), come quelle di Torrevaldaliga Nord, dove la presenza di un impianto di combustione progettato per il massimo contenimento degli ossidi di azoto non consente tecnicamente di scendere con il CO ai valori tipicamente riscontrabili sulle caldaie di più vecchia generazione, equipaggiate con sistemi di bruciatori tradizionali a più alti NO<sub>x</sub>. Si ricorda infatti che la Centrale di TVN rispetta dei limiti di NO<sub>x</sub> non solo più restrittivi di quelli imposti dalla Direttiva IED (non ancora in vigore) ma persino più bassi del valore inferiore del *range* di riferimento riportato nel BRef.

Ciononostante, livelli molto bassi di emissioni di CO possono essere conseguiti tramite l'applicazione di misure primarie quali il mantenimento di condizioni ottimali di combustione, la presenza di un adeguato sistema di monitoraggio, nonché l'adozione di uno specifico programma di manutenzione delle apparecchiature di combustione, misure già in essere nelle normali pratiche di manutenzione e di esercizio della centrale termoelettrica di Torrevaldaliga Nord che, come si evince dal confronto riportato nel Capitolo 2, permettono di raggiungere *performance* ambientali assolutamente competitive a livello non solo nazionale ma anche europeo e del tutto in linea con le previsioni del *draft* del BREF reso disponibile dal EIPPCB nel giugno 2013, che per impianti a polverino di carbone (PC) con potenza termica superiore a 300-MW termici prevede un *range* per le emissioni di CO compreso fra 1 e 55 mg/Nm<sup>3</sup> calcolati come media annuale.

Non si conoscono invece applicazioni su scala industriale di misure secondarie di contenimento delle emissioni di CO su impianti termoelettrici a carbone. Non sono infatti disponibili studi specifici sul tema, come testimoniato dai principali enti di ricerca italiani ed internazionali.

Partendo da alcuni spunti offerti dal primo del *draft* del BREF LCP, con il presente Studio è stata approfondita e valutata l'applicabilità della tecnologia dei catalizzatori come potenziale abbattimento del CO in impianti a carbone.


La tecnologia analizzata nel presente documento ha mostrato alcuni limiti che ne inficiano in modo sostanziale l'applicabilità su scala industriale a causa dell'elevata

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: <b>Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3</b>		Pagina/Sheet 18/19 Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

velocità di avvelenamento cui il catalizzatore sarebbe sottoposto data la composizione media dei fumi a monte del depolverizzatore e del desolfatore.

Tra l'altro, dato l'attuale stato di sviluppo delle tecnologia sopra descritta, a fronte dell'aumento sostanziale della produzione di rifiuti pericolosi derivanti dallo smaltimento del catalizzatore che attualmente presenta durata estremamente limitata, non si otterrebbe necessariamente una diminuzione delle emissioni di CO, la cui entità peraltro è tutta da dimostrare e definire.

Ciò nonostante, Enel è da sempre attenta agli sviluppi delle migliori tecnologie disponibili sul mercato ed applicabili su scala industriale al fine di un continuo miglioramento delle *performance* ambientali dei propri impianti. Pertanto, Enel continuerà a monitorare attentamente gli studi e le successive applicazioni su scala industriale che via via verranno rese disponibili da parte dei costruttori di impianti. Particolare interesse sarà posto all'evoluzione tecnologica dei catalizzatori ossidativi per l'abbattimento del monossido di carbonio ai fini di una eventuale installazione qualora dovessero raggiungere il grado di efficacia e di affidabilità adeguate ad impianti a carbone.

 <b>Enel</b> L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA. <b>GEM/SAI</b>	Tipo documento/ Document type <b>Nota tecnica</b>	Codice-revisione/Code-revision <b>TNACAFS277-00</b>	18/10/2013
	Titolo/Title: Studio di fattibilità sull'installazione e l'implementazione di un sistema di abbattimento delle emissioni di CO ai camini 1, 2 e 3		Pagina/Sheet 19/19
			Indice Sicurezza/ Security Index <i>Uso riservato</i>

## 8. ALLEGATI

### 8.1. Allegato 1: Pareri della VGB e di EPRI in merito a studi sull'abbattimento CO

VGB PowerTech e.V. | Postfach 10 39 32 | 45038 Essen | Germany

Simone Simoncini  
ENEL Produzione SpA  
Viale Regina Margherita 125  
00198 Roma  
Italy

Your reference:

Your letter of:

Our reference:

In charge:

Dr. Andreas Wecker

Phone: +49 201 8128 316

Fax: +49 201 8128 364

E-Mail: andreas.wecker@vgb.org

Date:

25 October 2013

### Secondary CO emission reduction in coal fired power plants

Dear Mr Simoncini

Let me answer your question about existing secondary reduction technology for coal power plants as follows. End of 2011 the review process of BREF-LCP (Best available technique REFERENCE document for Large Combustion Plants) has been started by the EIPPC bureau in Seville and will be finished in 2014 or 2015. In this document the state of the art technology for emission reduction in power plants is described. Neither in the old BREF-LCP document of 2006 nor in the first draft of the revised document (June 2013) the description of secondary techniques for CO emission reduction is included. Also VGB PowerTech, the European Professional Association for Power and Heat Generation, has no knowledge and experience about the commercial use of any secondary CO emission reduction techniques in coal fired power plants. To date, the most common industrial approach is to optimize the combustion process to minimize CO, which, if done at the expense of NOx, may entail increased duty on the plant's SCR system.

Kind regards,

VGB PowerTech e.V.  
European Association for Power and Heat Generation  
Competence Center 4 (CC4)  
Environmental Technology, Chemistry, Safety and Health

Dr. Andreas Wecker



VGB PowerTech e.V.  
Klinkestraße 27-31 | 45138 Essen  
Germany | Phone: +49 201 8128 0  
<http://www.vgb.org>  
Tax Id.: DE119822789

Place of business: Essen  
Legal court: Essen, VR 1788  
Tax reference: 112/5739/1174  
Chairman: Dr. Michael Fürbi  
Executive Managing Director:  
Erlend Christensen

Bank details:  
Postbank Essen  
No.: 53 320 438 | BLZ: 360 100 43  
Commerzbank AG  
No.: 4 061 044 | BLZ: 360 800 80

Sparkasse Essen  
No.: 216 101 | BLZ: 360 501 05  
Sparkasse Essen IBAN:  
DE38 3605 0105 0000 2161 01  
SWIFT (BIC): SPESDE 3 E

## Simoncini Simone (GM SAI)

---

**Da:** Delgado, Jose [JDelgado@epri.com]  
**Inviato:** venerdì 25 ottobre 2013 08:17  
**A:** Simoncini Simone (G&M SAI); Paladino Antonino (G&M SAI)  
**Oggetto:** Re: Secondary Treatment process of CO at coal power plants

**Contr. completamento:** Completare  
**Stato contrassegno:** Contrassegnato

Dear Sirs,

We have reviewed your request on the subject.

I am attaching the comments from our experts below:

“To EPRI knowledge, they are no CO catalysts used on commercial coal fired applications in the US. Unlike gas-fired applications (e.g. CCGT), if CO catalysts were to be installed on coal-fired applications, they would need to consider potential issues associated with increased SO<sub>2</sub> conversion to SO<sub>3</sub>, as well as ash accumulation and deposition. To date, the most common industrial approach has been to optimize the combustion system to minimize CO, which, if done at the expense of NO<sub>x</sub>, may entail increased duty on the plant's SCR system”

I hope this fits your need.

Regards

Jose Delgado  
EPRI International  
+34 609146145