



enipower mantova

Plazza Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. centralino: +39 02520.1
www.enipower.it



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

E.prot DVA – 2013 – 0000171 del 04/01/2013

Prot. 318/HSEQ/AM/2012

Mantova, 13/12/2012

Spett.le

**Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali –
Divisione IV – Rischio rilevante e AIA.**

Via Colombo, 44
00147 Roma (RM)
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti

Oggetto: Comunicazione ex art. 29-nonies c.1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. del progetto di modifica impianto, come definito dall'art. 5 c.1 lett I del citato decreto legislativo – Istanza per modifica non sostanziale per adeguamenti Caldaia B6

Premesso che con lettera Prot. 055/2012 del 17 febbraio u.s., in ottemperanza al Decreto Autorizzativo DVA DEC-2011-0000437 del 01/08/2011, la scrivente Enipower Mantova ha trasmesso il progetto di massima per la riduzione degli inquinanti e l'adeguamento ai limiti AIA, con la presente, nella persona del gestore dello stabilimento ing. Diego Barlini, comunica la modifica progettata per l'impianto in oggetto.

La modifica è costituita dall'installazione di nuovi condotti aria in caldaia (Separated Over Fire Air) e di un sistema di denitrificazione catalitico (SCR).

Come illustrato nel documento Spc. N. 00-ZA-E-85520 Rev.0, allegato alla presente, le caratteristiche del progetto sono tali da ritenere non sostanziale la modifica oggetto della comunicazione.

Distinti saluti



enipower mantova spa
Stabilimento di Mantova
Il Responsabile
Ing. Diego Barlini

Allegati: Spc. N. 00-ZA-E-85520 Rev.0

Attestazione pagamento Tariffa art.1 c.1 lett.d del D.M. 24/04/08

enipower mantova spa

Sede legale In San Donato Milanese (MI), Piazza Vanoni 1
Capitale sociale euro 144.000.000 I.v.
Registro imprese di Milano / R.E.A. Milano n. 1625148
Codice Fiscale e Partita IVA 13193030155,
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A.

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Introduzione Pag. 1 di 5	Rev. 0

Enipower Mantova Stabilimento di Mantova

Aggiornamento AIA per modifica non sostanziale

Nota Tecnica Introduttiva

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Introduzione Pag. 2 di 5	Rev. 0

INDICE

Aggiornamento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale: Nota introduttiva 3

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Introduzione Pag. 3 di 5	Rev. 0

Aggiornamento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale: Nota introduttiva



La Società Enipower Mantova S.p.A., autorizzata all'esercizio della Centrale Termoelettrica ubicata nel Comune di Mantova mediante Decreto prot. n. DVA-DEC-2011-0000437 del 04/08/2011, intende presentare, ai sensi dell'art.29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., istanza di modifica non sostanziale all'AIA per il progetto di adeguamento della Caldaia denominata B6 in ottemperanza alla seguente prescrizione, di cui al paragrafo 9.3 del Parere Istruttorio dell'AIA:

In merito alla Caldaia B6 il Gestore osserva che "a partire dell'entrata a pieno regime dell'impianto a Ciclo Combinato (Gruppi CC1 e CC2) avvenuta nel corso del 2006, la Caldaia B6, alimentata a gas naturale, viene utilizzata unicamente come riserva e quindi risulta operativa solo alcuni mesi all'anno, in occasione di fermate programmate o accidentali dei Cicli Combinati", precisando ulteriormente che "quando operativa, la Caldaia B6 viene esercita a carico ridotto".

Tuttavia, tenuto conto che la Caldaia B6, seppur dichiarata come ausiliaria dal Gestore, negli ultimi due anni è stata esercita mediamente per 3000 h/anno, [... ..] si prescrive, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, la presentazione di un piano di adeguamento ambientale dell'impianto finalizzato al raggiungimento di prestazioni emissive in linea con i riferimenti BRef, con particolare riferimento sia all'efficienza energetica che alle emissioni. La modifica dell'impianto dovrà essere realizzata e resa operativa nei successivi due anni (quindi entro due anni e sei mesi dal rilascio dell'AIA).

L'allineamento alle BRef (BAT References) della Caldaia B6 comporta che, a intervento realizzato, la concentrazione di NO_x nei fumi emessi si riduca dai 200 mg/Nm³ attualmente autorizzati (valore limite della DGR Lombardia n.6501/01, in vigore dall'1 gennaio 2009) ad un valore pari a 100 mg/Nm³ e che, contestualmente, non aumenti la concentrazione di CO autorizzata (100 mg/Nm³); inoltre, l'intervento non dovrà provocare una riduzione dell'efficienza termica dell'apparecchiatura.

Allo scopo di ottemperare alla prescrizione, quindi, Enipower Mantova ha sviluppato un progetto di adeguamento della Caldaia B6, atto a definire le possibili modifiche impiantistiche e le

	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Introduzione Pag. 4 di 5	Rev. 0

migliorie da apportare al sistema di combustione, necessarie alla riduzione delle emissioni di NO_x in atmosfera, per allinearle ai limiti previsti dalle BRef.



Lo studio dettagliato di adeguamento della Caldaia B6, così come l'analisi delle alternative tecnologiche, sono riportate nel Progetto di massima (cfr. "Appendice C" dell'Allegato C.6 Nuova Relazione Tecnica dei processi produttivi) che Enipower Mantova ha già presentato al Ministero dell'Ambiente con lettera prot. n.055/2012 del 17/2/2012 e acquisita dalla Direzione Generale Valutazioni Ambientali con prot. n.DVA-2012-0004901 del 27/2/2012.

Dalle analisi condotte nello studio è emerso che la combinazione delle seguenti due soluzioni permette di raggiungere i limiti emissivi richiesti:

- la modifica dei bruciatori mediante l'adozione di porte SOFA (Separated Over Fire Air), che riduce la produzione di NO_x durante il processo di combustione (metodo "in-furnace")
- l'installazione di un sistema DeNO_x catalitico (SCR), che riduce la concentrazione di NO_x nei fumi emessi (metodo "out-of-furnace")

Oltre ad ottemperare ad una prescrizione dell'AIA, tale modifica progettuale è ritenuta "non sostanziale" in considerazione dei seguenti elementi che non determinano effetti negativi significativi sull'ambiente e sulla base della definizione di "modifica sostanziale" di cui all'Art.5, comma 1, lettera l) ed l-bis) del D.Lgs. 152/2006:

- Non varia la potenzialità termica della Centrale Termoelettrica di Mantova attualmente autorizzata
- I consumi aggiuntivi di utilities (in particolare energia elettrica) sono trascurabili, anche in considerazione del fatto che la Caldaia B6, normalmente tenuta in riserva, è attiva poche ore all'anno anche e soprattutto per garantire affidabilità alla rete di teleriscaldamento della città di Mantova
- Si riscontra un miglioramento del quadro emissivo generale poiché si riducono le concentrazioni di NO_x nelle emissioni della Caldaia B6
- Non si riscontrano effetti negativi sull'ambiente rispetto all'assetto autorizzato per alcuna delle altre componenti ambientali (vedi dettaglio in Allegato C.6)
- Rientra tra i criteri di non-sostanzialità riportati nell'Allegato G della DGR Lombardia 2 febbraio 2012 n. 2970

	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Introduzione Pag. 5 di 5	Rev. 0

La seguente tabella riporta l'elenco delle Schede e relativi Allegati che, essendo stati creati o modificati in funzione della realizzazione del progetto, vengono presentati per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA della Centrale Termoelettrica di Mantova.

Con la richiesta di Modifica non Sostanziale dell'AIA, si coglie inoltre l'occasione per inviare la Scheda A.1 riportante la modifica del Gestore dell'Impianto e del Rappresentate Legale, che sono modificati rispetto a quanto contenuto nella documentazione presentata con la domanda di AIA del 22 dicembre 2008, anche se non pertinenti con la modifica progettuale.

Descrizione	Oggetto	Nuovo / Modificato	Pertinenza con modifica progettuale
Scheda A	Informazioni generali		
A.1	Identificazione dell'impianto	Modificato	No
A.7	Quadro normativo attuale in termini di limiti alle emissioni in atmosfera	Modificato	Si
Scheda C	Dati e notizie sull'impianto da autorizzare		
C.1	Impianto da autorizzare	Nuovo	Si
C.2	Sintesi delle variazioni	Nuovo	Si
C.3	Consumi ed emissioni dell'impianto da autorizzare	Nuovo	Si
C.4	Benefici ambientali attesi	Nuovo	Si
C.5	Programma degli interventi di adeguamento	Nuovo	Si
Allegato C.6	Nuova relazione dei cicli produttivi	Nuovo	Si
Allegato C.7	Nuovo Schema a blocchi	Nuovo	Si
Allegato C.9	Nuova planimetria	Nuovo	Si
Allegato C.10	Nuova planimetria	Nuovo	Si
Allegato C.11	Nuova planimetria	Nuovo	Si
Scheda D	Individuazione della proposta impiantistica ed effetti ambientali		
D.3	Individuazione della proposta impiantistica ed effetti ambientali	Modificato il "Confronto con le fasi rilevanti"	Si

SCHEDA A - INFORMAZIONI GENERALI

A.1	Identificazione dell'impianto	2
A.7	Quadro normativo attuale in termini di limiti alle emissioni	3

N.B.: I dati modificati rispetto a quanto contenuto nella documentazione presentata con la domanda di AIA del 22 dicembre 2008, sono evidenziati in giallo

SCHEDA A - INFORMAZIONI GENERALI

A.1 Identificazione dell'impianto

Denominazione dell'impianto: Enipower Mantova S.p.A.

Indirizzo dello stabilimento: Via Taliercio, 14 - 46100 Mantova (MN)

Sede legale: Piazza Vanoni 1, 20097 San Donato Milanese (MI)

Recapiti telefonici: 0376.279250

e-mail: diego.barlini@enipower.eni.it

Gestore dell'impianto

Nome e cognome: Diego Barlini

Indirizzo: Via Taliercio, 14 - 46100 Mantova (MN)

Recapiti telefonici: 0376.279250

e-mail: diego.barlini@enipower.eni.it

Referente IPPC

Nome e cognome: Gianandrea Turchi

Indirizzo: Via Taliercio, 14 - 46100 Mantova (MN)

Recapiti telefonici: Tel.: 0376.279263

e-mail: gianandrea.turchi@enipower.eni.it

Rappresentante legale

Nome e cognome: Diego Barlini

Indirizzo: Via Taliercio, 14 - 46100 Mantova (MN)

A.7 Quadro normativo attuale in termini di limiti alle emissioni						
Emissioni in atmosfera						
Inquinante	Valori limite			Standard di qualità		
	Autorizzato⁽¹⁾	Nazionale	Regionale	UE	Nazionale	Regionale
NOx (espressi come NO ₂)	30 mg/Nm ³⁽²⁾ per gruppi CC1 e CC2 200 ⁽³⁾ – 100 ⁽⁴⁾ mg/Nm ³ per caldaia B6 1.800 t/a totale per gruppi CC1, CC2 e Caldaia B6	-	-	1999/30/CE (NO ₂) <u>99,8° percentile annuale</u> 200 µg/m ³ <u>media annuale</u> 40 µg/m ³	DM 02/04/02 (NO ₂) <u>99,8° percentile annuale</u> 200 µg/m ³ <u>media annuale</u> 40 µg/m ³ DPR 203/88 (NO ₂) <u>98° percentile annuale</u> 200 µg/m ³	-
CO	30 mg/Nm ³⁽²⁾ per gruppi CC1 e CC2 100 mg/Nm ³ per caldaia B6	-	-	2000/69/CE <u>Media massima giornaliera su 8 ore</u> 10 mg/m ³	DM 02/04/02 <u>Media massima giornaliera su 8 ore</u> 10 mg/m ³	-
Polveri	5 mg/Nm ³ per caldaia B6	-	-	1999/30/CE (PM10) <u>90,4° percentile annuale</u> 50 µg/m ³ <u>media annuale</u> 40 µg/m ³	DM 02/04/02 (PM10) <u>90,4° percentile annuale</u> 50 µg/m ³⁽⁶⁾ <u>media annuale</u> 40 µg/m ³⁽⁶⁾	-

(1) Riferimento Decreto AIA DAV-DEC-2011-0000437 del 01/08/2011.
(2) Valore medio orario riferito ad un tenore volumetrico di ossigeno libero nei fumi anidri del 15%.
(3) Valore limite da applicarsi dal rilascio dell'AIA per un periodo di 4 anni come valore medio orario (riferito ad un tenore volumetrico di ossigeno nei fumi anidri del 3%).
(4) Valore limite da applicarsi dopo 4 anni dal rilascio dell'AIA come valore medio orario (riferito ad un tenore volumetrico di ossigeno nei fumi anidri del 3%).

SCHEDA C - DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO DA AUTORIZZARE

C.1 Impianto da autorizzare *	2
C.2 Sintesi delle variazioni*	3
C.3 Consumi ed emissioni (alla capacità produttiva) dell'impianto da autorizzare*	4
C.4 Benefici ambientali attesi*	9
C.5 Programma degli interventi di adeguamento*	10

SCHEDA C - DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO DA AUTORIZZARE

Le schede e gli allegati contrassegnati (*) riguardano solo impianti esistenti.

C.1 Impianto da autorizzare *			
Indicare se l'impianto da autorizzare:			
<input type="checkbox"/> Coincide con l'assetto attuale → non compilare la scheda C			
<input checked="" type="checkbox"/> Nuovo assetto → compilare tutte le sezioni seguenti			
<i>Riportare sinteticamente le tecniche proposte</i>			
Nuova tecnica proposta	Sigla	Fase	Linea d'impatto
Modifica bruciatori per riduzione produzione NO _x		Fase 11 – Caldaia B6	Aria
Sistema catalitico per abbattimento NO _x		Fase 11 – Caldaia B6	Aria

C.2 Sintesi delle variazioni*	
TemI ambientali	Variazioni
Consumo di materie prime	SI / NO
Consumo di risorse idriche	SI / NO
Produzione di energia	SI / NO
Consumo di energia	SI / NO
Combustibili utilizzati	SI / NO
Fonti di emissioni in atmosfera di tipo convogliato	SI / NO
Emissioni in atmosfera di tipo convogliato	SI / NO
Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato	SI / NO
Scarichi idrici	SI / NO
Emissioni in acqua	SI / NO
Produzione di rifiuti	SI / NO
Aree di stoccaggio di rifiuti	SI / NO
Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi	SI / NO
Rumore	SI / NO
Odori	SI / NO
Altre tipologie di inquinamento	SI / NO

C.3 Consumi ed emissioni (alla capacità produttiva) dell'impianto da autorizzare*		
Riferimento alla scheda B	Variazioni	Descrizione delle variazioni
B.1.2	SI / NO	All'elenco delle materie prime va aggiunta la voce relativa alla "Soluzione di NH ₃ al 20%" (per le caratteristiche vedi Scheda C.3.1)
B.2.2	SI / NO	
B.3.2	SI / NO	
B.4.2	SI / NO	L'Energia elettrica consumata passa da 94.993 MWh a 95.360 MWh; il Consumo elettrico specifico passa da 14,6 kWh/MWh a 14,7 kWh/MWh
B.5.2	SI / NO	
B.6	SI / NO	Sul condotto che convoglia i fumi al camino E321 (Fase 11 – Caldaia B6) viene inserito come sistema di trattamento un DeNO _x catalitico per l'abbattimento degli NO _x
B.7.2	SI / NO	Relativamente alle emissioni dal camino E321 e all'inquinante NO _x , la concentrazione passa da 300 mg/Nm ³ a 100 mg/Nm ³ , il flusso di massa orario passa da 80,1824 kg/h a 26,7275 kg/h e il flusso di massa annuo passa da 173.196,96 kg/anno a 57.731,32 kg/anno. Si segnala inoltre che la portata fumi riportata nella Scheda B.7.2, per tutti i camini, si intende "tal quale", mentre i flussi di massa degli inquinanti sono stati stimati su portate normalizzate, con fumi secchi al 3% (per la caldaia) e al 15% (per le turbine a gas) di O ₂ .
B.8.2	SI / NO	
B.9.2	SI / NO	
B.10.2	SI / NO	
B.11.2	SI / NO	All'elenco dei rifiuti prodotti vanno aggiunte le voci relative al catalizzatore ed al suo supporto metallico (per le caratteristiche vedi Scheda C.3.2).
B.12	SI / NO	
B.13	SI / NO	Ridefinito l'elenco delle aree di stoccaggio materie prime, prodotti ed intermedi (vedi Scheda C.3.3 che sostituisce la Scheda B.13)
B.14	SI / NO	Inserimento delle voci relative alle nuove sorgenti di emissione di rumore che saranno installate con la realizzazione del progetto (vedi elenco in Scheda C.3.4)
B.15	SI / NO	
B.16	SI / NO	

Aggiornamento della Scheda B.1.2

C.3.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Consumo annuo ⁽¹⁾
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Soluzione NH ₃ al 20%			Caldaia B6	Liquido	1336-21-6	Ammoniaca soluzione acquosa	20%	R34, R50	S26, S36/37/39, S45, S61		118.800 kg (S)

Aggiornamento della Scheda B.11.2**C.3.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)**

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase/Attività di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
16 08 03	Catalizzatore esaurito	Solido	n.a. (1)	Caldaja B6			D1
17 04 05	Metalli ferrosi	Solido	n.a. (1)	Caldaja B6			D1 R4-R13
16 10 01*	Soluzioni acquose di scarto, contenenti sostanze pericolose	Liquido	7.000 litri	Caldaja B6			D9 D10

(1) Il catalizzatore viene sostituito mediamente ogni otto/nove anni ed il quantitativo di rifiuti prodotti è così stimato:

16 08 03 Catalizzatore esaurito: ca. 7.500 kg

17 04 05 Metalli ferrosi: ca. 5.000 kg

Sostituisce la Scheda B.13

C.3.3 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi (1)						
N° Area	Identificazione Area	Capacità di Stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
1	Zona IV (CC1)	7,5 m ³		Serbatoio	7,5 m ³	Gasolio
2	Zona IV (CC1)	500 m ³		Serbatoio	500 m ³	Scarichi impianto
3	Zona IV (CC1)	2.000 m ³		Serbatoio	2.000 m ³	Acqua DEMI
4	Zona IV (CC1)	13 m ³		Serbatoio	13 m ³	Additivi torri
5	Zona XII (Caldaia B6)	30 m ³		Serbatoio	30 m ³	Soluzione NH ₃
6	Zona XXX	5.000 m ³		Serbatoio	5.000 m ³	(2)
7	Zona XXXIV	5.000 m ³		Serbatoio	5.000 m ³	(2)
8	Zona XXXIV	10.000 m ³		Serbatoio	10.000 m ³	(2)

Note:

(1) Materie prime:

Lo stoccaggio dei chemicals/additivi si effettua in fusti e bulk, dislocati in area impianti e in prossimità dei punti di utilizzo (ad es. additivi, neutralizzanti) o in magazzino; il reintegro delle scorte dei materiali avviene qualora le scorte si riducano, a fronte di specifiche richieste delle unità di stabilimento.

(2) I tre serbatoi di olio combustibile fuori terra, DA418 (id. n.6), DA458 (id. n.7) e DA459 (id. n.8), non sono più utilizzati e sono stati bonificati.

Aggiornamento della Scheda B.14

C.3.4 Rumore					
Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dB _A) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dB _A)
		giorno	notte		
Pompa carico serbatoio ammoniacca	Area Caldaia B6	< 85	< 85		
Pompe dosaggio ammoniacca ⁽¹⁾	Area Caldaia B6	< 85	< 85		
Ventilatori trasporto ammoniacca ⁽²⁾	Area Caldaia B6	< 85	< 85		

Note:


- (1) Due pompe installate, una operativa ed una in riserva
- (2) Due ventilatori installati: uno operativo ed uno in riserva

C.4 Benefici ambientali attesi*

	Linee di impatto									Radiazioni non ionizzanti
	Aria	Clima	Acque superficiali	Acque sotterranee	Suolo, sottosuolo	Rumore	Vibrazioni			
Tecnica 1	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO
Tecnica 2	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO
Tecnica 3	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO
Tecnica 4	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO
...	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO	SI / NO

C.5 Programma degli interventi di adeguamento*

Intervento	Inizio lavori	Fine lavori	Note
Installazione di porte SOFA	01/02/2013	30/09/2013	
Installazione dei moduli di catalizzatore del DeNO _x	01/02/2013	30/09/2013	
Tempo di adeguamento complessivo			9 mesi
Data conclusione			31/10/2013




 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 1 di 21	Rev. 0

Enipower Mantova Stabilimento di Mantova

***Aggiornamento AIA per
modifica non sostanziale***


Allegato C.6

Nuova Relazione tecnica dei processi produttivi

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 2 di 21	Rev. 0

INDICE

1	PREMESSA	3
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI MODIFICA NON SOSTANZIALE	5
2.1.	INTRODUZIONE	5
2.2.	CALDAIA B6 (FASE 11 DELLA CENTRALE TERMoeLETTRICA)	7
2.3.	PORTE SOFA (SEPARATED OVER FIRE AIR)	7
2.4.	SISTEMA CATALITICO PER L'ABBATTIMENTO DEGLI NO _x (SCR)	8
2.5.	PIANO DEGLI INTERVENTI	12
3	ASPETTI AMBIENTALI	14
APPENDICE A	Integrazioni al Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	
APPENDICE B	Progetto di massima	

 eni saipem	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 3 di 21	Rev. 0

1 PREMESSA


La Società Enipower Mantova S.p.A., autorizzata all'esercizio della Centrale Termoelettrica ubicata nel Comune di Mantova mediante Decreto prot. n. DVA-DEC-2011-0000437 del 04/08/2011, intende presentare, ai sensi dell'art.29-nonies del D.Lgs. 152/2006 e smi, istanza di modifica non sostanziale all'AIA per il progetto di adeguamento della Caldaia denominata B6 in ottemperanza alla seguente prescrizione, di cui al paragrafo 9.3 del Parere Istruttorio dell'AIA:

In merito alla Caldaia B6 il Gestore osserva che "a partire dell'entrata a pieno regime dell'impianto a Ciclo Combinato (Gruppi CC1 e CC2) avvenuta nel corso del 2006, la Caldaia B6, alimentata a gas naturale, viene utilizzata unicamente come riserva e quindi risulta operativa solo alcuni mesi all'anno, in occasione di fermate programmate o accidentali dei Cicli Combinati", precisando ulteriormente che "quando operativa, la Caldaia B6 viene esercita a carico ridotto".

Tuttavia, tenuto conto che la Caldaia B6, seppur dichiarata come ausiliaria dal Gestore, negli ultimi due anni è stata esercita mediamente per 3000 h/anno, [... ..] si prescrive, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, la presentazione di un piano di adeguamento ambientale dell'impianto finalizzato al raggiungimento di prestazioni emissive in linea con i riferimenti BRef, con particolare riferimento sia all'efficienza energetica che alle emissioni. La modifica dell'impianto dovrà essere realizzata e resa operativa nei successivi due anni (quindi entro due anni e sei mesi dal rilascio dell'AIA).

Il progetto prevede la modifica dei bruciatori mediante l'adozione di porte SOFA (Separated Over Fire Air) e l'istallazione di un sistema catalitico (SCR) allo scopo di ridurre la concentrazione dell'inquinante NO_x nei fumi emessi.

L'allineamento alle BRef (BAT References) della Caldaia B6 comporta che, a intervento realizzato, la concentrazione di NO_x nei fumi emessi si riduca dai 200 mg/Nm³ attualmente autorizzati (valore limite della DGR Lombardia n.6501/01, in vigore dall'1 gennaio 2009) ad un valore pari a 100 mg/Nm³ e che, contestualmente,




 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 4 di 21	Rev. 0

non aumenti la concentrazione di CO autorizzata (100 mg/Nm³); inoltre, l'intervento non dovrà provocare una riduzione dell'efficienza termica dell'apparecchiatura.

Nei capitoli seguenti è riportata la descrizione delle sole componenti della Centrale Termoelettrica Enipower Mantova che sono interessate dalla realizzazione delle modifiche tecniche alla Caldaia B6, necessarie ad ottemperare alla prescrizione sopra riportata e che aggiornano l'Allegato B.18 "Relazione tecnica dei processi produttivi" dell'AIA.

In particolare saranno descritti:

- il progetto di installazione di porte SOFA e di un sistema DeNO_x SCR nella Caldaia B6 con relativi bilanci di materia ed energia (Capitolo 2, par. 2.2, 2.3 e 2.4)
- il piano degli interventi a progetto (Capitolo 2, par. 2.5)
- analisi degli aspetti ambientali (Capitolo 3)

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 5 di 21	Rev. 0

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI MODIFICA NON SOSTANZIALE

2.1. Introduzione

L'intervento oggetto della modifica non sostanziale dell'AIA riguarda esclusivamente la Caldaia B6, la quale costituisce la Fase 11 della Centrale Termoelettrica Enipower Mantova.

In questo capitolo, dopo una breve descrizione dell'apparecchiatura attualmente installata (par. 2.2), saranno descritti gli interventi di modifica, la cui realizzazione ha lo scopo di ottemperare alla prescrizione dell'AIA: installazione di *porte SOFA* (Separated Over Fire Air) che permettono, modificando la ripartizione dell'aria comburente nella camera di combustione, di ridurre la produzione di NO_x (par. 2.3) e installazione di un sistema DeNO_x catalitico (SCR) per l'abbattimento degli NO_x, da inserire nel condotto fumi della caldaia (par. 2.4). Infine (par. 2.5), viene riportato il programma degli interventi a progetto.

La Tavola 2.1 riporta il layout della Caldaia B6 nello stato *post-operam* con evidenziati, in colore rosso, gli interventi a progetto: l'inserimento delle *porte SOFA* e del sistema SCR.




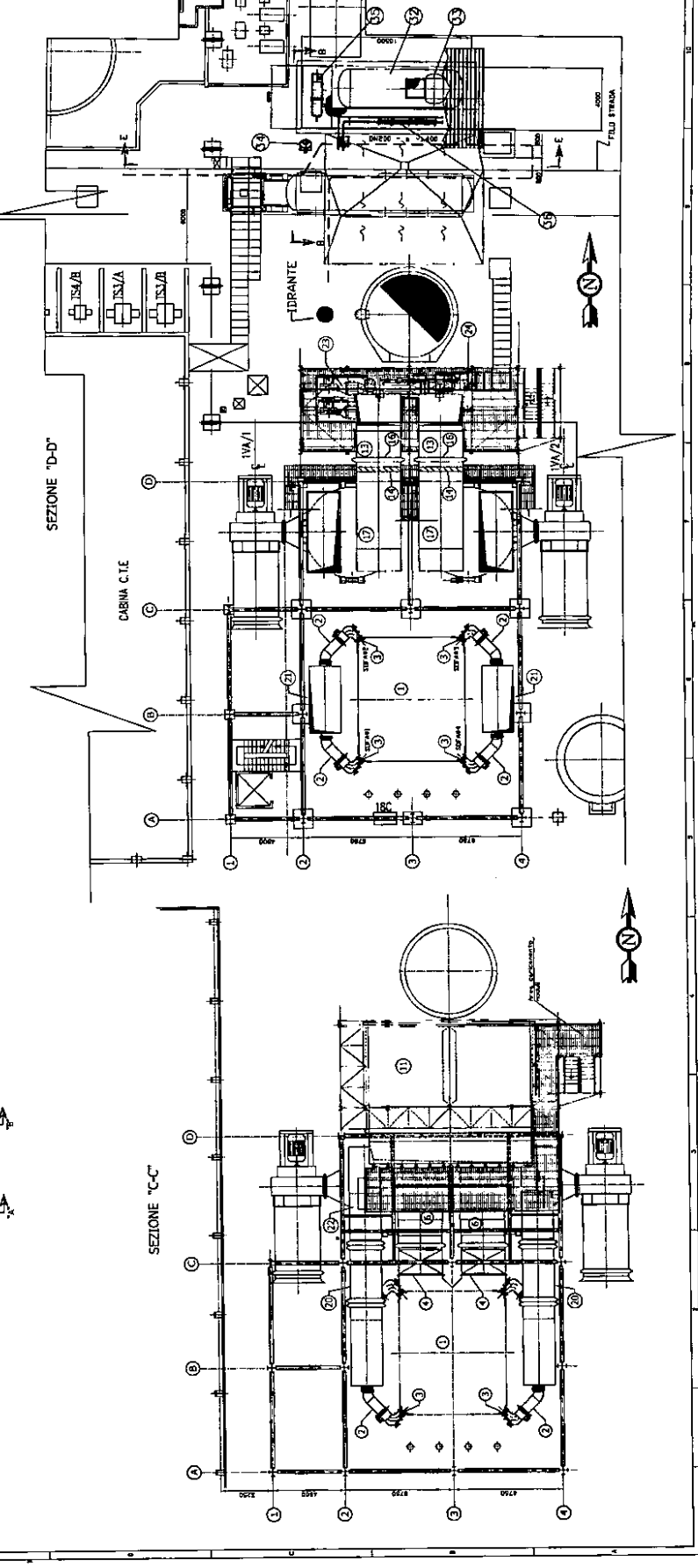
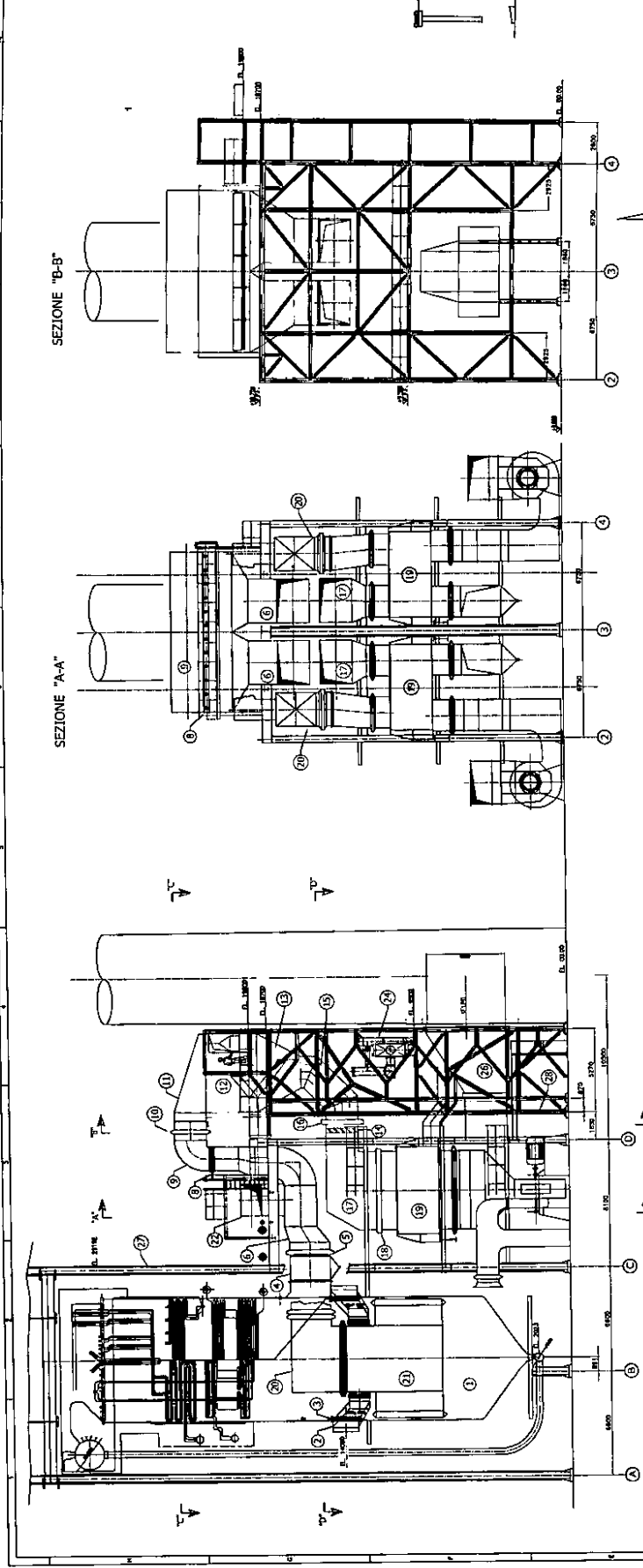
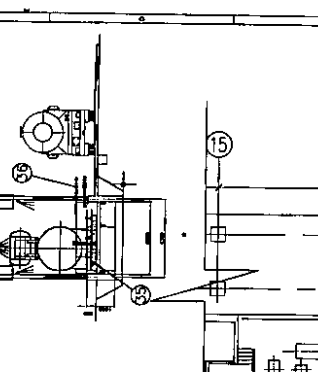
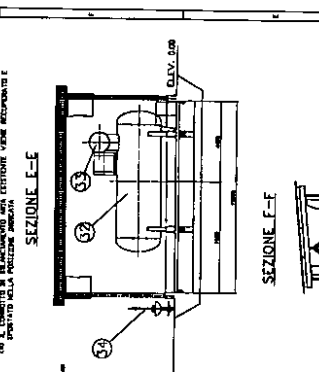
 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 6 di 21	Rev. 0

Tavola 2.1 – Lay-out Caldaia B6 post-operam (Dis. n.43858-MDD-03002)

PER	DESCRIZIONE	QUANTITÀ	NOTE
1	COLONNA IN ACCIAIO	4	ESTERNO
2	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
3	PALCO IN ACCIAIO	1	ESTERNO
4	CONCRETO CALCESTRUZZA	1	ESTERNO
5	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
6	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
7	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
8	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
9	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
10	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
11	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
12	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
13	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
14	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
15	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
16	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
17	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
18	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
19	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
20	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
21	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
22	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
23	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
24	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
25	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
26	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
27	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
28	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
29	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
30	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
31	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
32	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
33	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
34	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
35	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
36	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
37	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
38	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
39	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
40	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
41	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
42	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
43	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
44	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
45	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
46	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
47	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
48	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
49	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO
50	TRAVI IN ACCIAIO	4	ESTERNO



STABILIMENTO DI MANTOVA

enipower mantova

MANTOVA - CALDERA B6

LAY-OUT GENERALE STATO COMPARATO

STATO COMPARATO

ALSTOM

43858-MDD-03002

11

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 7 di 21	Rev. 0

2.2. Caldaia B6 (Fase 11 della Centrale Termoelettrica)

In questo paragrafo sono brevemente riportate le caratteristiche della Caldaia B6, oggetto della modifica non sostanziale dell'AIA.

La Caldaia B6, un'apparecchiatura costruita dalla Franco Tosi (oggi Ansaldo Caldaie) ed installata nel 1972, è del tipo a "bruciatori tangenziali"; i sedici bruciatori di cui è dotata sono installati su quattro piani e distribuiti ai quattro angoli della camera di combustione, avente forma di parallelepipedo.

I bruciatori possono essere brandeggiati (tilting) in modo da regolare la posizione del ciclone dove avviene la combustione (fire ball) così da poter controllare la temperatura del vapore surriscaldato e ridurre, entro certi limiti, la formazione di specie inquinanti (CO per combustione incompleta, NO_x per elevate temperature di fiamma).

La Caldaia B6 ha le seguenti caratteristiche nominali:



- Potenza termica nominale: 268 MW;
- Produzione vapore HP: 385 t/h;
- Temperatura del vapore all'uscita della caldaia: 540°C
- Pressione del vapore all'uscita della caldaia: 135 bar

Attualmente la Caldaia B6 viene mantenuta come riserva e viene messa in servizio in caso di fermata, programmata o accidentale, di uno dei due Cicli Combinati della Centrale Termoelettrica.

2.3. Porte SOFA (Separated Over Fire Air)

Una delle tecniche utilizzate per adeguare la Caldaia B6 alle BAT in termini di produzione degli NO_x durante la combustione e conseguente emissione, si basa sul principio del "controllo di eccesso d'aria".

Nei processi di combustione la condizione di eccesso d'aria permette di assicurare un'ossidazione completa del combustibile. Tuttavia, la presenza di ossigeno in rapporto superiore a quello necessario a legarsi con il combustibile, comporta una disponibilità

	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 8 di 21	Rev. 0

residua che può combinarsi con l'azoto. Minimizzando tale eccesso si limita la porzione di comburente di aria destinata alla produzione degli NO_x.

Mediante l'installazione di *porte SOFA* (Separated Over Fire Air) sui quattro angoli della caldaia, al di sopra dei bruciatori, è possibile ottenere due differenti zone in cui avviene e si completa la combustione all'interno della caldaia:

- una zona riducente nella parte inferiore della camera di combustione, dove i bruciatori lavorano in condizioni sotto stechiometriche perché la portata d'aria comburente viene ridotta di circa il 25%;
- una zona ossidante, nella parte superiore della camera di combustione, in cui viene iniettata l'aria necessaria al completamento della combustione, controllando la formazione di CO o il permanere di idrocarburi incombusti.

In questo modo si ottiene una combustione dilazionata in grado di limitare le temperature in camera di combustione riducendo la formazione di NO_x termici anche del 60%.

Questa tecnologia, inoltre, non determina impatti significativi sulle prestazioni della caldaia, lasciando sostanzialmente inalterato il rendimento termico.

L'installazione delle *porte SOFA* prevede anche modifiche ai condotti aria e l'aggiunta di una sezione che permetta l'iniezione di aria comburente al di sopra dei bruciatori.




2.4. Sistema catalitico per l'abbattimento degli NO_x (SCR)

Descrizione del DeNO_x catalitico (SCR)

La seconda tecnica utilizzata per contenere le emissioni di NO_x dalla Caldaia B6 è un sistema DeNO_x catalitico (SCR) installato lungo il condotto fumi, tra la Caldaia ed i riscaldatori aria (Ljungstroem).

E' stato previsto di posizionare il cassone di contenimento dell'SCR al di sopra di una nuova struttura metallica indipendente, che non gravi sulle strutture di caldaia esistenti e che sarà realizzata tra l'attuale struttura della caldaia ed il suo camino (E321).

Inoltre è prevista la sostituzione degli attuali condotti gas ai riscaldatori aria con nuovi condotti gas tra la Caldaia ed il cassone dell'SCR e tra questo ed i riscaldatori aria.

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 9 di 21	Rev. 0

I condotti saranno prefabbricati in acciaio di tipo, spessore e rinforzi adeguati alle condizioni di esercizio della Caldaia.

Inoltre saranno inclusi supporti, giunti di espansioni, portine di ispezione, bocchelli di misura e quant'altro necessario per l'esercizio della Caldaia e la manutenzione ordinaria del sistema.

Il cassone di contenimento dell'SCR sarà dotato di flange di accoppiamento ai condotti gas per una rapida manutenzione, di apertura laterale flangiata per l'inserimento o la rimozione (per la loro sostituzione) dei moduli dell'SCR ed eventuali portine di ispezione.

Prima di accedere al reattore SCR, ai fumi viene addizionata una soluzione di ammoniaca (NH_3), l'agente riducente che, sulla superficie del catalizzatore, converte gli NO_x in azoto (N_2).

L'ingresso fumi al reattore SCR è stato progettato con un sistema di deviazione del flusso, raddrizzatura, miscelazione e deflettori al fine di ottimizzare i profili di velocità, temperatura, concentrazione di NO_x e il rapporto fra ammoniaca e NO_x , pur mantenendo un minimo di perdita di pressione dei gas di combustione. L'ingresso del reattore è stato inoltre studiato per ottenere un flusso parallelo ai canali degli elementi del catalizzatore al fine di evitare l'erosione o l'intasamento del catalizzatore.

I moduli di catalizzatore, completamente assemblati, con cui sarà equipaggiato il reattore DeNO_x saranno del tipo "a nido d'ape" (*honeycomb*).

Il materiale catalitico utilizzato per i catalizzatori di questo tipo è il biossido di titanio (TiO_2), pentossido di vanadio (V_2O_5) e tungsteno o molibdeno; la maggior parte del materiale catalitico consiste in biossido di titanio.

Il catalizzatore di tipo *honeycomb* è universalmente reperibile sul mercato da vari fornitori.

La vita attesa del catalizzatore è stimata in circa 16.000 ore di funzionamento, tuttavia la matrice ceramica del catalizzatore *honeycomb* consente la sua rigenerazione praticamente fino a fine vita meccanica dello stesso, riducendo l'impatto ambientale per lo smaltimento.

	CLIENTE 	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 10 di 21	Rev. 0

Stoccaggio e dosaggio dell'ammoniaca

L'ammoniaca necessaria per il processo SCR è stoccata in forma acquosa (NH₄OH), diluita al 20%.

Il serbatoio di stoccaggio ammoniaca, della capacità di circa 30 m³, è dimensionato per resistere al vuoto ed alla massima pressione positiva che si potrà manifestare a seguito di operazioni di carico/scarico del liquido oppure a causa della variazione della temperatura atmosferica (tra 0°C e +40°C); è previsto che normalmente lavori ad una pressione compresa tra 1 e 1,5 bar(a) e sarà equipaggiato con valvola di sicurezza.

L'ammoniaca necessaria al processo verrà alimentata al serbatoio di stoccaggio mediante autocisterna connessa alla stazione di scarico tramite tubi flessibili e al sistema di stoccaggio tramite pompa; al fine di minimizzare la respirazione del serbatoio dovuta all'irraggiamento solare diretto, il serbatoio sarà riparato da una tettoia.




In queste condizioni di progetto l'apertura della valvola di sfioro può avvenire solo durante le operazioni di carico della soluzione (dall'autobotte al serbatoio di stoccaggio), durante le quali i vapori saranno convogliati nell'autocisterna mediante linea di bilanciamento dedicata, oppure per aumento di temperatura della soluzione fino alla temperatura di equilibrio (circa 60°C) dovuto ad irraggiamento, che risulta comunque limitato dalla tettoia a copertura del serbatoio.

Un sistema di rilevazione vapori ammoniacali e relativi sistemi di irrorazione acqua industriale per abbattere eventuali fughe, saranno previsti sopra la zona di stoccaggio ammoniaca e quella di caricamento da cisterna.

Allo scopo di contenere eventuali fuoriuscite accidentali di soluzione ammoniacale dal serbatoio di stoccaggio, questo sarà installato all'interno di un bacino opportunamente pavimentato ed impermeabilizzato, di capacità pari al volume del serbatoio stesso; la tettoia impedirà che l'acqua piovana possa allagare il bacino di contenimento.

Gli eventuali sfiati provenienti dalla valvola di sfioro del serbatoio, che comunque saranno saltuari, non saranno convogliati direttamente all'atmosfera, ma verranno abbattuti facendoli gorgogliare in un serbatoio (guardia idraulica) in modo da assorbire, con altissima efficienza, i vapori ammoniacali presenti.

La concentrazione di ammoniaca in soluzione nella guardia idraulica sarà periodicamente verificata mediante campionamento e successiva misurazione del pH.

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 11 di 21	Rev. 0

Nel caso in cui il pH superi un valore prefissato, si procederà al completo svuotamento della guardia idraulica ed al reintegro.

Lo scarico della guardia idraulica verrà convogliato nel bacino di contenimento del serbatoio di stoccaggio.

La guardia idraulica sarà dotata di indicatore di livello, sia locale che a DCS.

Indicativamente si prevede di dover scaricare la guardia idraulica una volta ogni sei mesi, scaricando circa 1 m³ di acque inquinate per volta. Le acque verranno inviate come rifiuto a smaltimento mediante autobotte.

Due pompe di dosaggio (una operativa ed una in stand-by), estrarranno dal serbatoio la soluzione ammoniacale e la invieranno alla stazione di preparazione ed iniezione. La rumorosità delle pompe è prevista inferiore ad 85 dB(A).



La soluzione di ammoniaca sarà dosata mediante valvole di controllo in base all'emissione di NO_x richiesta, atomizzata con l'ausilio di aria compressa e contemporaneamente vaporizzata dall'aria calda, trasportata per mezzo di due ventilatori (uno operativo ed uno in stand-by) e riscaldata da uno scambiatore elettrico dedicato. Le concentrazioni della miscela gassosa aria/ammoniaca saranno mantenute ampiamente fuori dai limiti di esplosività.

A questo punto l'ammoniaca, vaporizzata e diluita, può essere miscelata ai gas esausti mediante una griglia di iniezione.

Il sistema di stoccaggio e dosaggio della soluzione ammoniacale sarà progettato in modo da evitare spurghi continui. Le tubazioni convoglianti la soluzione ammoniacale saranno progettate in modo da minimizzare le connessioni flangiate, che saranno prevalentemente posizionate all'interno del bacino di contenimento.

La zona di sosta autocisterne per il carico del serbatoio sarà opportunamente pavimentata e le acque di dilavamento/meteoriche afferenti saranno convogliate nella vasca di contenimento del serbatoio di stoccaggio.

Le acque provenienti da tale vasca verranno svuotate tramite autobotti e conferite a smaltimento. Indicativamente si prevede di dover scaricare circa 5 m³ di acque all'anno.

	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 12 di 21	Rev. 0

Sistema di controllo delle emissioni

Il sistema di controllo, da implementare al DCS esistente, è basato su una concentrazione di NO_x costante in uscita dal reattore.

Due analizzatori, uno in entrata a monte del DeNO_x ed uno in uscita a valle del DeNO_x, monitoreranno la concentrazione di NO_x ed NH₃.

Utilities e reagenti richiesti

Servizi	Pressione (bar)	Temperatura (°C)	Consumi attesi	Note
Aria strumenti	6 - 7	amb.	25 Nm ³ /h	L'aria strumenti è utilizzata per l'alimentazione della lancia di atomizzazione NH ₃ e per la relativa valvola di regolazione.
Acqua potabile per docce	2 - 3	amb.	35 l/min.	Uso saltuario
Acqua industriale per antincendio	2 - 3	amb.	3.200 l/min	Uso saltuario
Ammoniaca (soluzione al 20%)			55 kg/h	Consumi da verificare a valle dell'installazione delle porte SOFA
Energia elettrica			170 kW	

2.5. Piano degli interventi

L'intervento complessivo sulla Caldaia B6 sarà realizzato in due step.

Nella prima fase si procederà:

- all'introduzione delle nuove *porte SOFA* ed alla modifica delle parti in pressione interessate dalle nuove aperture nelle pareti membranate,
- alla modifica del sistema bruciatori per adattarli alle nuove portate di aria comburente;
- alla modifica dei condotti aria comburente per alimentare le *porte SOFA*
- alla predisposizione del condotto fumi per l'alloggiamento del catalizzatore (strutture di servizio ed accesso al cassone di contenimento del layer catalitico incluse);
- all'installazione del serbatoio di stoccaggio ed al sistema di dosaggio ed iniezione della soluzione ammoniacale.

 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 13 di 21	Rev. 0

Questi interventi saranno realizzati entro due anni dalla presentazione del progetto di adeguamento presentato al Ministero dell'Ambiente con lettera prot. n.055/2012 del 17 febbraio 2012.


Nella seconda fase si procederà invece:

- al tuning dei parametri operativi
- all'installazione del catalizzatore.

Gli interventi della prima fase consentiranno di valutare il massimo carico al quale la Caldaia B6 è in grado di allinearsi ai limiti imposti dalle BRef ($\text{NO}_x \leq 100 \text{ mg/Nm}^3$ e $\text{CO} \leq 100 \text{ mg/Nm}^3$) con la sola installazione delle porte "SOFA".

Successivamente si ottimizzerà il processo mediante un tuning dei parametri di combustione per ottenere dapprima valori di $\text{CO} \leq 100 \text{ mg/Nm}^3$ anche a pieno carico ed in seguito, installando il catalizzatore all'interno del cassone, già predisposto nella prima fase, ridurre ulteriormente le emissioni di NO_x sino al valore di 100 mg/Nm^3 comprensivi dello *slip* di ammoniacale.

La scelta di operare secondo lo schema suddetto (due fasi di implementazione dei sistemi per ridurre gli inquinanti nei fumi) scaturisce dalla necessità di bilanciare la massima produzione di vapore dell'impianto senza penalizzare inutilmente l'efficienza del sistema ed evitare sovradosaggi di soluzione ammoniacale e conseguenti possibili rilasci di NH_3 in atmosfera.

	CLIENTE 	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 14 di 21	Rev. 0

3 ASPETTI AMBIENTALI

La realizzazione delle modifiche alla Caldaia B6 descritte nelle pagine precedenti determina alcune modeste variazioni nel bilancio di consumi e rilasci della Centrale Termoelettrica Enipower Mantova i quali, tuttavia, come sar  di seguito analizzato in dettaglio, non determineranno alcun effetto negativo significativo sull'ambiente.

Considerata la natura dell'intervento a progetto, la realizzazione delle modifiche alla Caldaia B6 potrebbe influire sui seguenti aspetti ambientali:


Emissioni in Atmosfera

Gli interventi previsti a progetto permettono di migliorare il quadro emissivo generale della Centrale Termoelettrica e, in particolare, quello della Caldaia B6 la quale, come prescritto dall'AIA, si allineer  ai limiti delle BAT relativamente alle emissioni di NO_x e CO (concentrazione limite: NO_x ≤ 100 mg/Nm³ incluso lo *slip* di ammoniacca e CO ≤ 100 mg/Nm³, nei fumi secchi al 3% di O₂).

Rifiuti

A seguito della realizzazione delle modifiche alla Caldaia B6, l'unica tipologia aggiuntiva di rifiuti prodotta in fase di esercizio   il catalizzatore esausto, qualora non sia possibile o conveniente la rigenerazione ed il suo riutilizzo. Considerato che la vita attesa di uno strato di catalizzatore   di circa 16.000 ore e che negli ultimi tre anni (2009-2011) la caldaia ha funzionato mediamente per 1.700 ore/anno,   prevedibile che il catalizzatore debba essere sostituito ogni otto/nove anni circa.

Il catalizzatore esausto, il cui peso complessivo   valutabile in circa 7.500 kg (25 moduli da 300 kg ognuno), una volta separato dai supporti metallici pu  essere smaltito come rifiuto non pericoloso (Codice CER 160803); anche i supporti metallici, del peso complessivo di circa 5.000 kg, possono essere smaltiti o recuperati come rifiuti non pericolosi (Codice CER 170405).

 saipem	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 15 di 21	Rev. 0

Sversamenti accidentali

Durante il normale funzionamento della caldaia, non è previsto alcun tipo di rilascio di reflui contenenti ammoniaca e quindi gli unici impatti su questa componente potrebbero derivare da eventi incidentali: rotture del serbatoio e/o delle tubazioni con sversamento nel terreno dell'ammoniaca. Si segnala, comunque, che il sistema DeNO_x SCR è installato su un'area pavimentata ed il serbatoio di NH₃ è dotato di un bacino di contenimento in grado di contenere tutto il volume di ammoniaca stoccata nel serbatoio, per cui il rischio di inquinamento del terreno è escluso.

Prelievi idrici

I prelievi idrici aggiuntivi previsti a seguito della realizzazione del progetto di modifica della Caldaia B6 sono relativi a:

- acqua potabile
- acqua industriale

L'acqua potabile sarà utilizzata saltuariamente ed in piccoli quantitativi nelle docce di sicurezza, mentre l'uso di acqua industriale è previsto solo per alimentare l'impianto per abbattimento fughe di NH₃.




Complessivamente, quindi, si può ritenere del tutto trascurabile l'incremento dei consumi di risorse idriche.

Scarico reflui

Con la realizzazione del progetto di modifica alla Caldaia B6 non sono previsti scarichi idrici aggiuntivi a quelli esistenti della Centrale Termoelettrica Enipower Mantova. Infatti, le acque meteoriche potenzialmente inquinate da NH₃ provenienti dall'area di sosta delle autocisterne (di ammoniaca) e l'acqua contenuta nella guardia idraulica, contenente tracce di NH₃, stimabili nel complesso in circa 7 m³/anno, saranno smaltite come rifiuto, a norma di legge, tramite autobotte.

Rumore

L'installazione delle porte SOFA non determina variazioni nel clima acustico generato dalla Caldaia B6.



 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 16 di 21	Rev. 0

Con la realizzazione del sistema DeNO_x SCR è prevista l'installazione di alcune nuove sorgenti di rumore (cinque, due delle quali in stand-by) costituite da pompe e ventilatori di piccole dimensioni le cui emissioni sonore, in termini di SPL, sono inferiori a 85 dB(A) a un metro.

In generale si può ritenere che, con la realizzazione del progetto, la variazione attesa rispetto al rumore complessivo generato dalla Centrale Termoelettrica sia del tutto trascurabile.



Paesaggio

La modesta entità dell'intervento, nel complesso di tutti gli impianti esistenti nello Stabilimento, permette di definire come invariato l'impatto rispetto a questa componente.

 eni. saipem	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 17 di 21	Rev. 0

APPENDICE A



Integrazione del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 18 di 21	Rev. 0

INTEGRAZIONE DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO (PMC)

La realizzazione delle modifiche alla Caldaia B6 descritte nelle pagine precedenti ed in particolare l'introduzione in Stabilimento dell'ammoniaca, determina che il Piano di Monitoraggio e Controllo debba essere integrato in alcune sue parti.

Nelle pagine seguenti sono riportate alcune tabelle che integrano le analoghe tabelle incluse nel PMC (Allegato E.4 dell'AIA).



	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6		Allegato C.6 Pag. 19 di 21	Rev. 0

Integrazione della Tabella C1 – Materie prime

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	UM	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
NH ₃ Soluzione al 20%	1336-21-6	Ammoniaca	Gruppo B6	Serbatoio in area XII	Liquido	Visivo e/o cartaceo ad ogni arrivo	kg	Report gestionale	Mensile (Report Gestionale) e Annuale (Dichiarazione Ambientale)	Controllo Reporting/sopralluogo programmato

Integrazione alla Tabella C6-2: Inquinanti monitorati e metodi standard di riferimento

Punto di emissione	Parametro/ inquinante	UM	Metodo di monitoraggio /frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
E321	NH ₃	mg/Nm ³	Continuo	Raggi ultravioletti (UV)	Registrazione in continuo da Sistema Monitoraggio Emissioni (SME) Stampa e archiviazione cartacea tabelle giornaliere con andamenti orari	Invio semestrale delle tabelle giornaliere con andamenti orari a ente	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato


	 CLIENTE eni. enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 20 di 21	Rev. 0

Integrazione alla Tabella C7 – Sistema di trattamento fumi: controllo del processo

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Manutenzione (periodicità)	Punti di controllo	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
E321	Bruciatore con Porte SOFA (Separated Over Fire Air)		Camino	NOx	mg/Nm ³	continua	Registrazione in continuo da Sistema Monitoraggio Emissioni (SME)	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E321	DeNOx catalitico (SCR)		Camino	NOx	mg/Nm ³	continua	Registrazione in continuo da Sistema Monitoraggio Emissioni (SME)	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

Integrazione alla Tabella C14 – Rifiuti

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività / fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
160803	Catalizzatore	Gruppo Caldaia B6	Piè di impianto	Registri di Carico/Scarico - MUD	Annuale	Controllo dei registri e della documentazione annessa durante sopralluogo
170405	Supporti metallici catalizzatore	Gruppo Caldaia B6	Piè di impianto			


 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.6 Pag. 21 di 21	Rev. 0

APPENDICE B

Caldaia B6 – Tosi
Stabilimento di Mantova

Riduzione emissioni inquinanti ed adeguamento ai limiti AIA

Progetto di massima

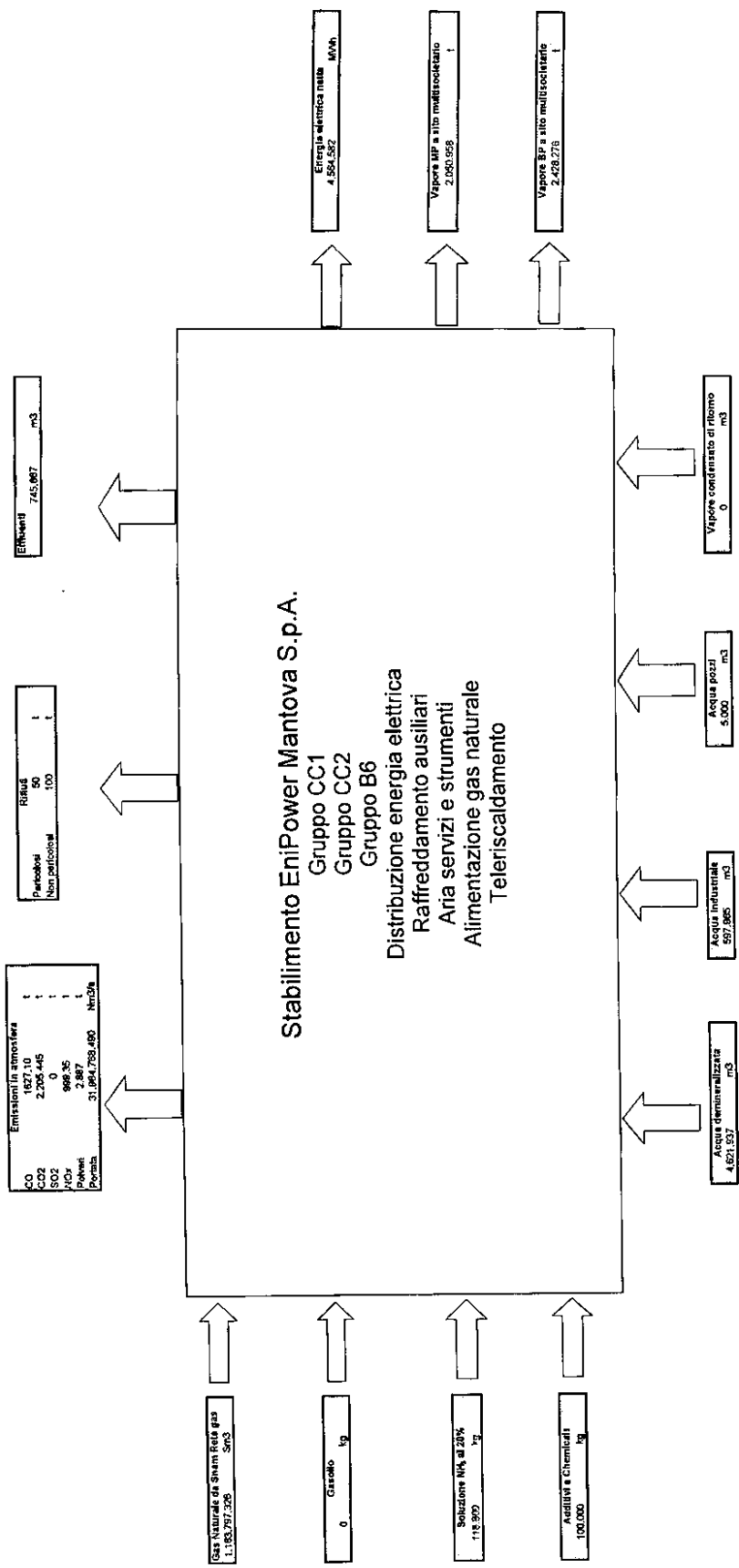
	CLIENTE 	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.7 Pag. 1 di 10	Rev. 0

Enipower Mantova Stabilimento di Mantova

***Aggiornamento AIA per
modifica non sostanziale***

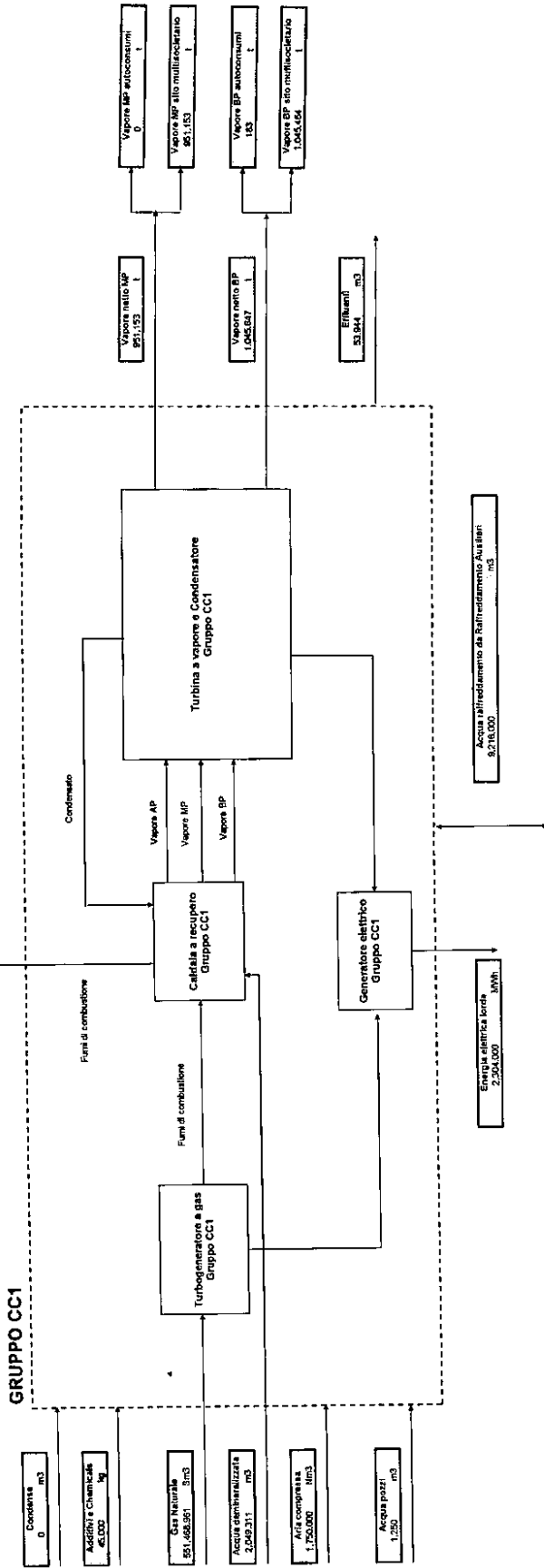
Allegato C.7

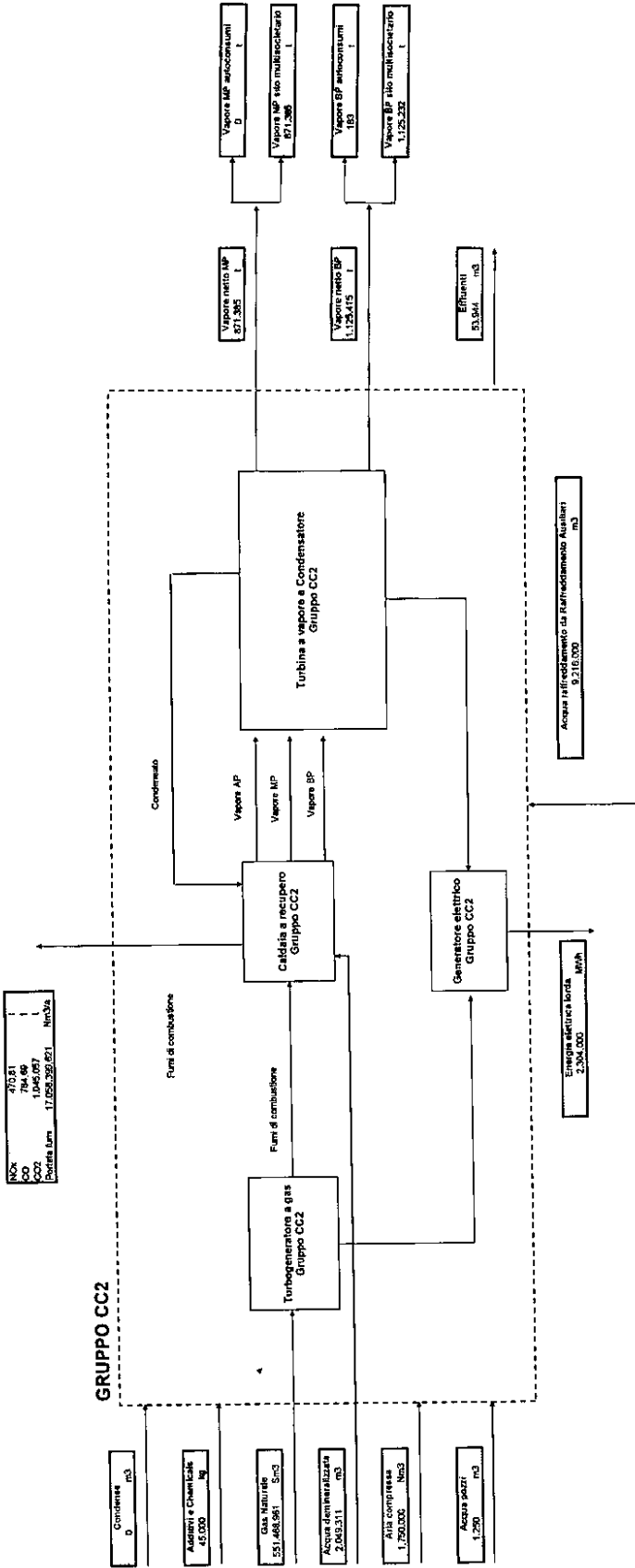
Nuovi Schemi a blocchi



Al B.: Secondo quanto riportato nella "Guida alla Compilazione della domanda di AIA", per ciascun flusso identificato dovranno essere indicati, ove possibile, i valori di temperatura e composizione indicando se la informazioni riportate sono misurate, calcolate e stimate.

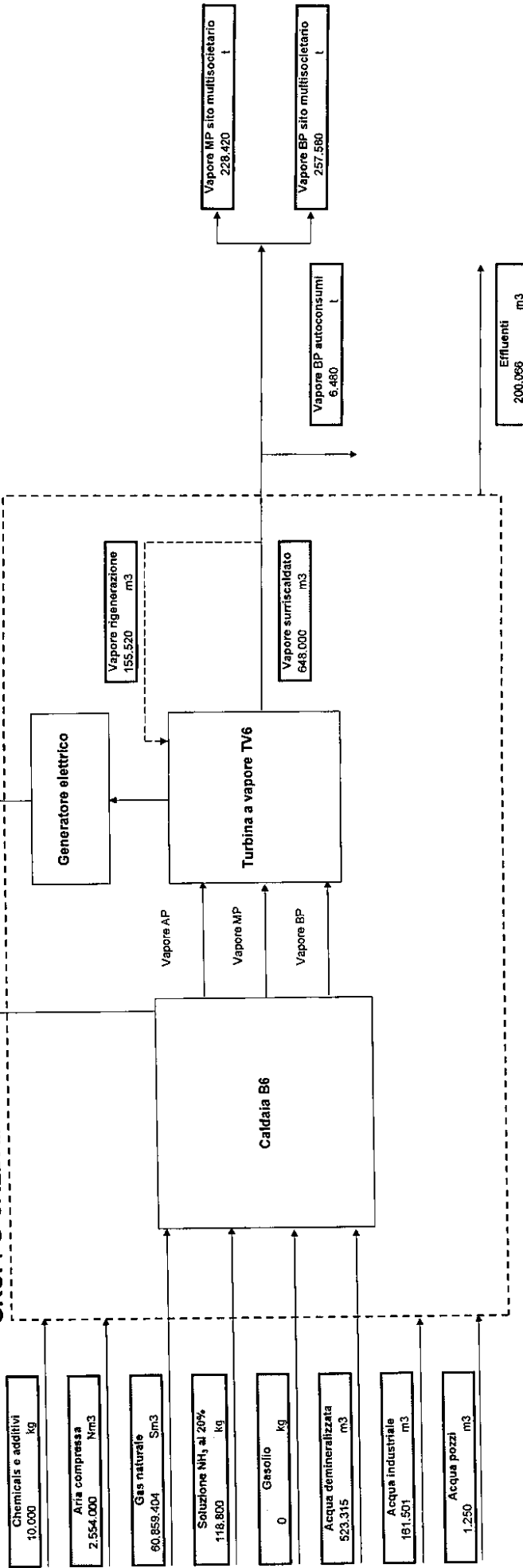
CO ₂	2,05,81	1
NO _x	714	1
CO	1,045,057	1
Partic. Tot.	17,058,396,671	1





NOx	57,73	t
CO	57,73	t
CO2	115,331	t
Polveri	2,89	t
Portata fumi	577.313,188	Nm3/a

GRUPPO CALDAIA B6



Chemicals e additivi	10.000	kg
Aria compressa	2.554.000	Nm3
Gas naturale	60.659.404	Sm3
Soluzione NH3 al 20%	118.800	kg
0	Gasolio	kg
Acqua demineralizzata	923.315	m3
Acqua industriale	161.501	m3
Acqua pozzi	1.250	m3

Energia elettrica lorda
49.680
MWh

Vapore rigenerazione
155.520
m3

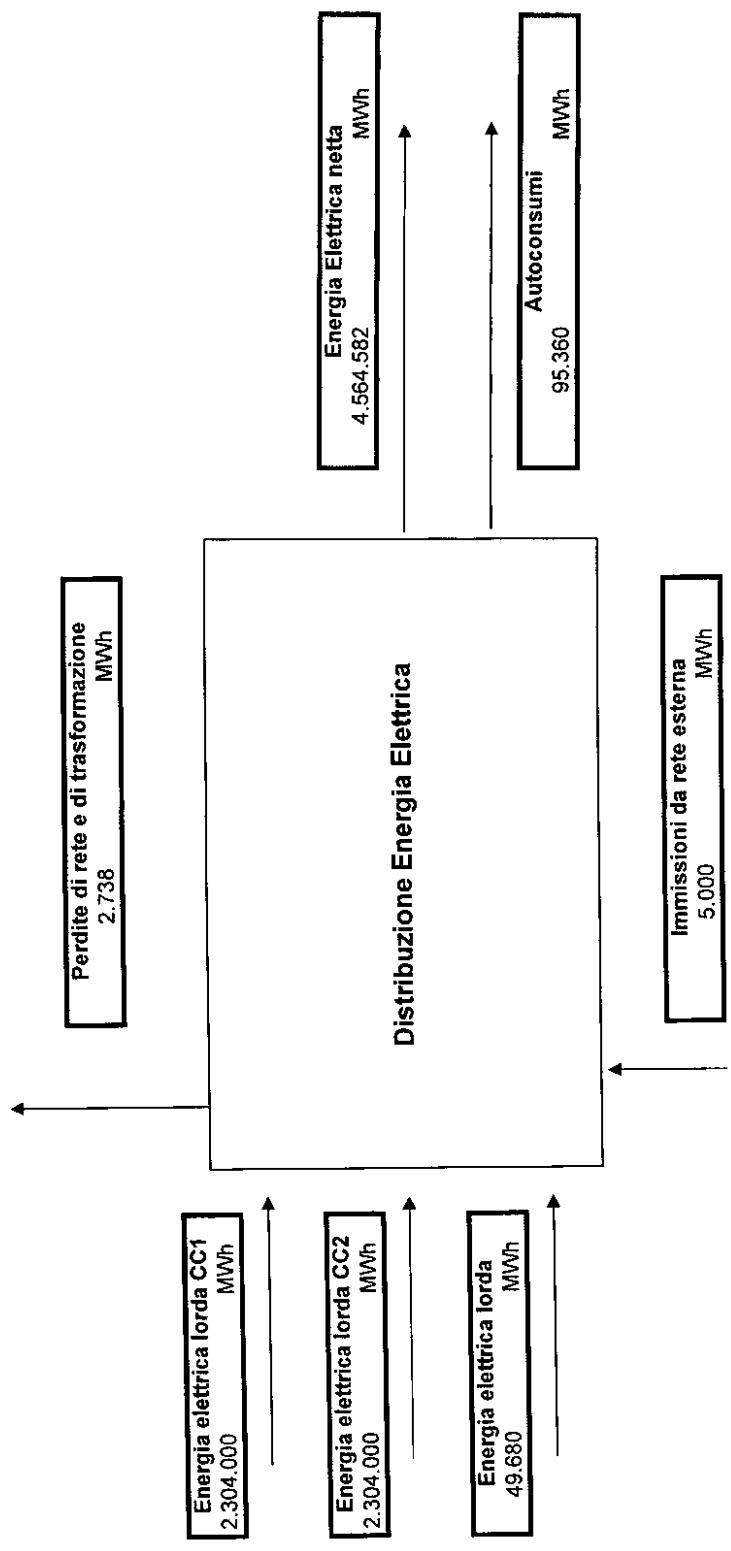
Vapore surriscaldato
648.000
m3

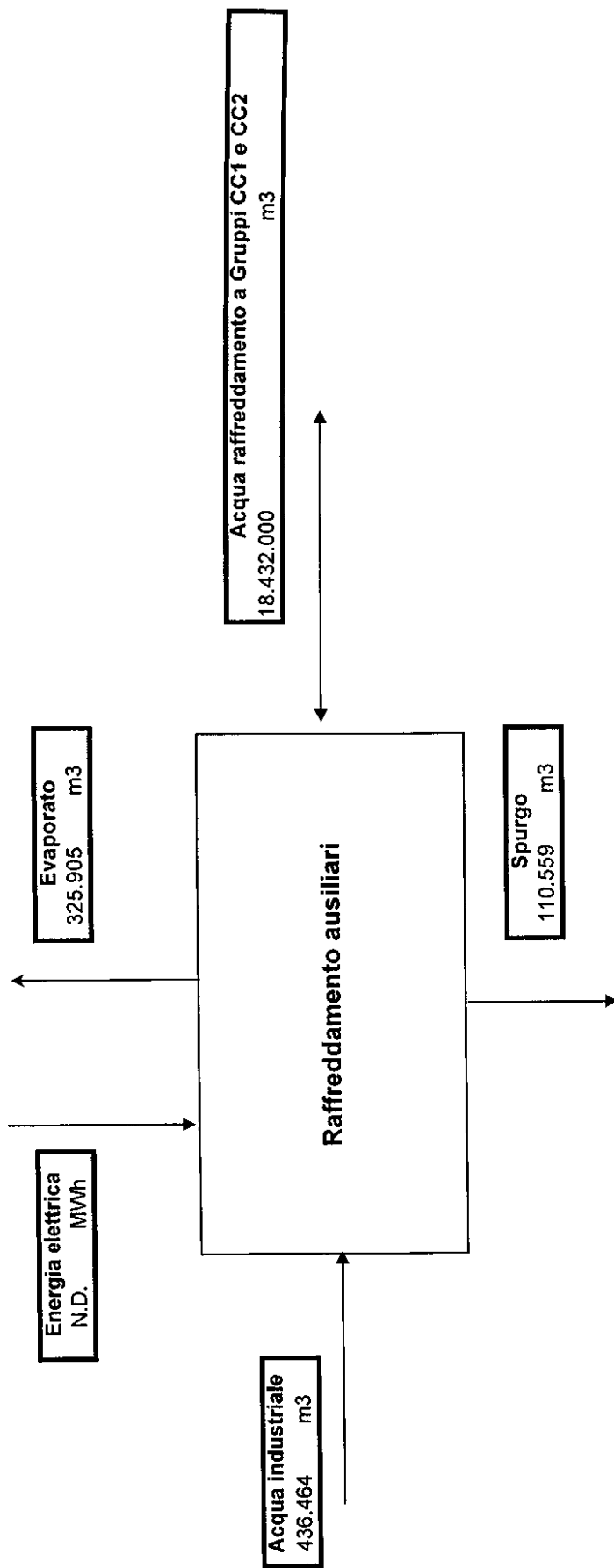
Vapore MP sito multisocietario
228.420
t

Vapore BP sito multisocietario
257.560
t

Vapore BP autoconsumiti
6.460
t

Effluenti
200.066
m3





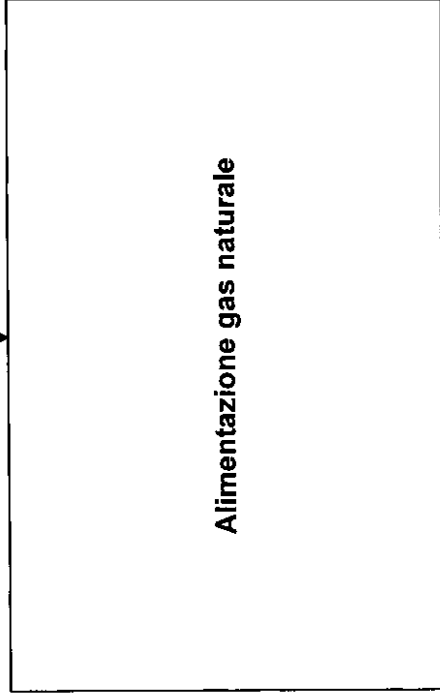
Energia elettrica
615
MWh

Aria servizi e strumenti

Aria compressa a Gruppi CC1 e CC2
3.500.000
Nm3



Vapore BP da Gruppi CC1 e CC2
357 t

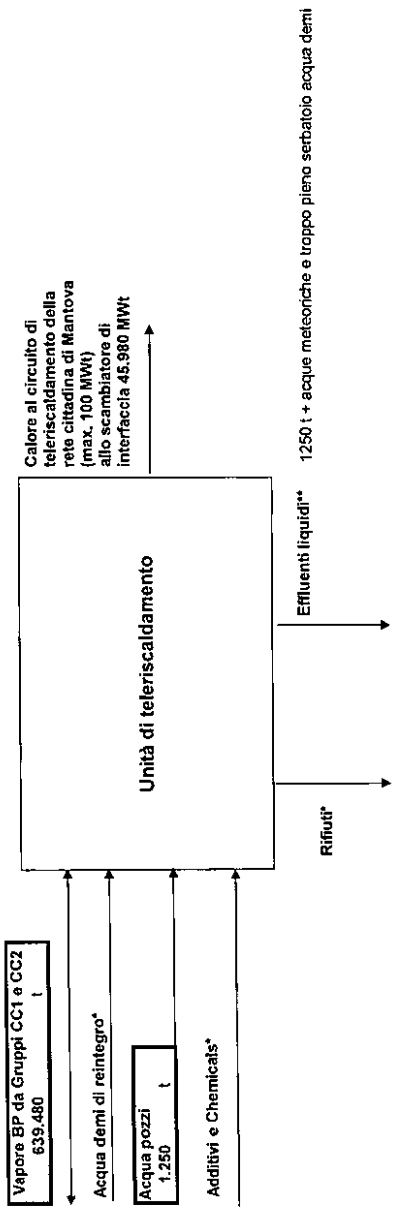



Gas Naturale a Gruppo CC1
551.468.961 Sm3

Gas Naturale a Gruppo CC2
551.468.961 Sm3

Gas naturale a Gruppo B6
60.859.404 Sm3

Gas Naturale da Snam Rete gas
1.163.797.326 Sm3



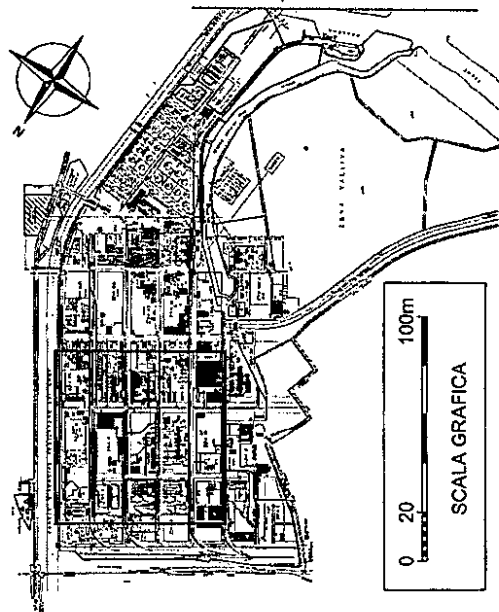
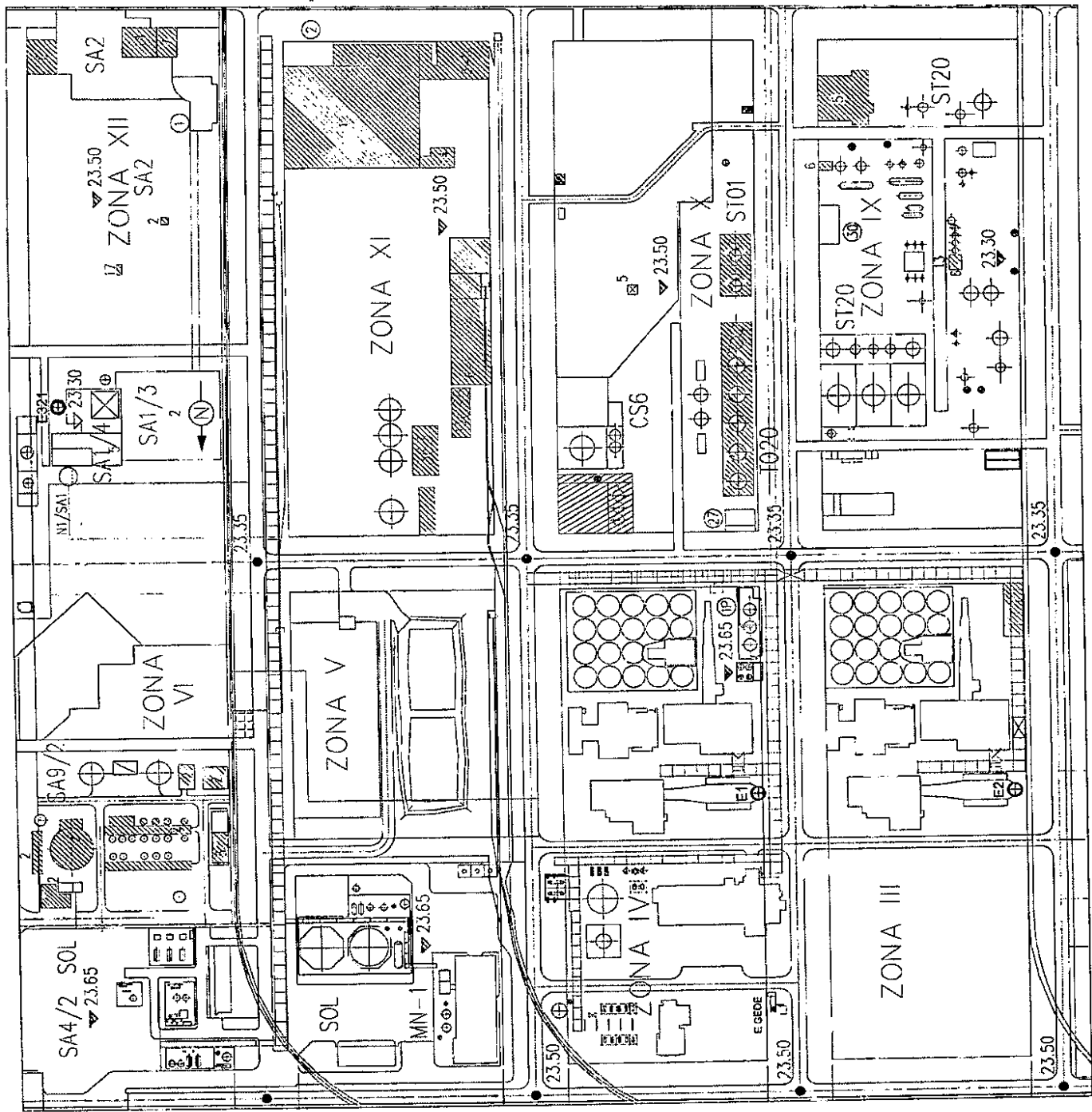
 	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.9 Pag. 1 di 1	Rev. 0

Enipower Mantova Stabilimento di Mantova

***Aggiornamento AIA per
modifica non sostanziale***

Allegato C.9

**Planimetria *modificata* delle
sorgenti di emissione in atmosfera**




0 20 100m
 SCALA GRAFICA

COORDINATE GAUSS BOAGA	
E23	N = 6001247.2717 E = 1644870.4057
E1	N = 6001226.9169 E = 1644287.9174
E2	N = 6001155.3915 E = 1644159.9099
E GEDE	N = 6001317.4140 E = 1644202.3560

enipower mantova
 STABILIMENTO DI MANTOVA
 PIANI EMISSIONI IN ATMOSFERA

E. Ing. ...
 M. Ing. ...
 G. Ing. ...
 S. Ing. ...
 D. Ing. ...
 P. Ing. ...

D. Ing. INGROSSO
 P. Ing. ...

 eni. saipem	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.10 Pag. 1 di 1	Rev. 0

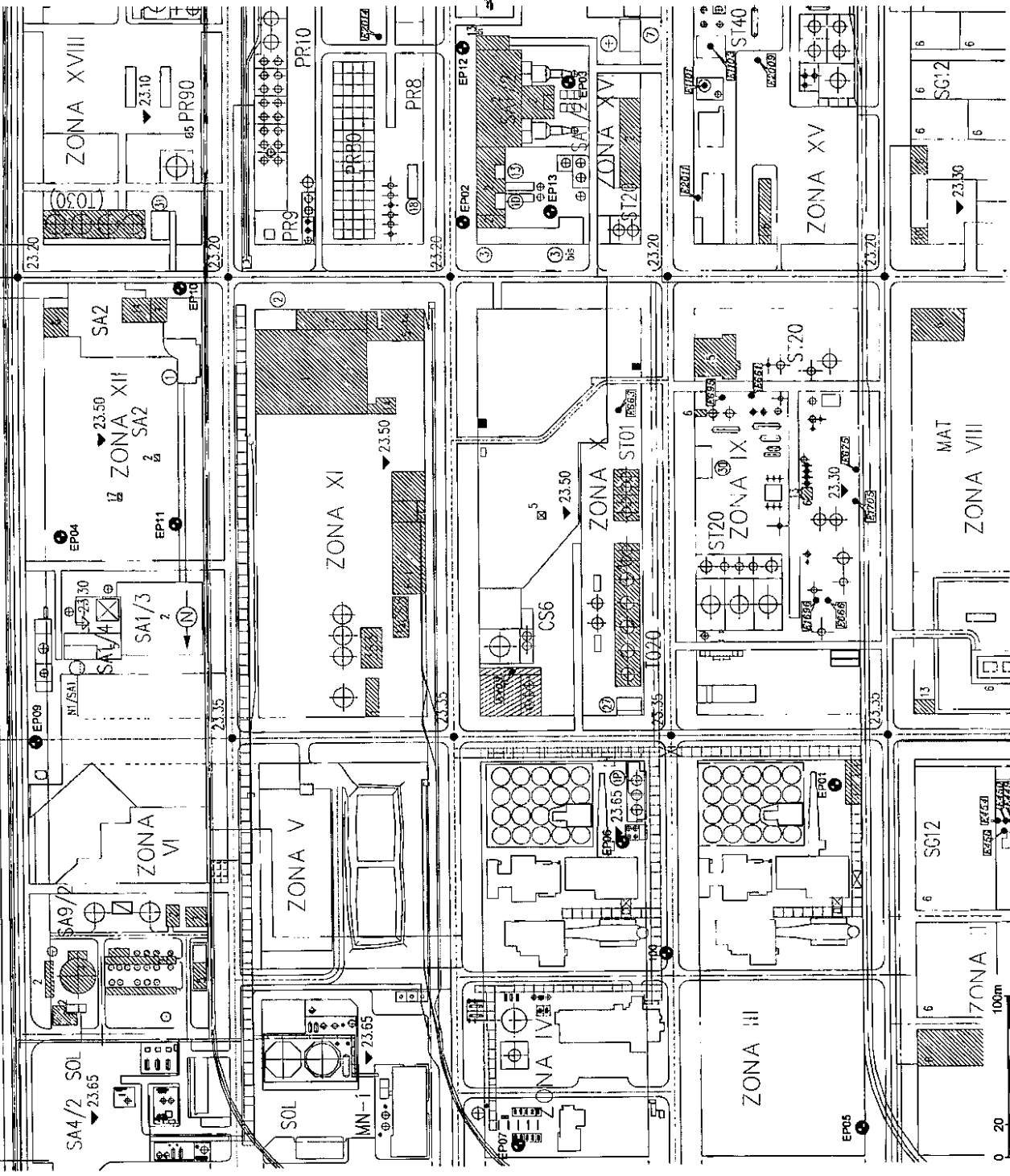
Enipower Mantova Stabilimento di Mantova

***Aggiornamento AIA per
modifica non sostanziale***

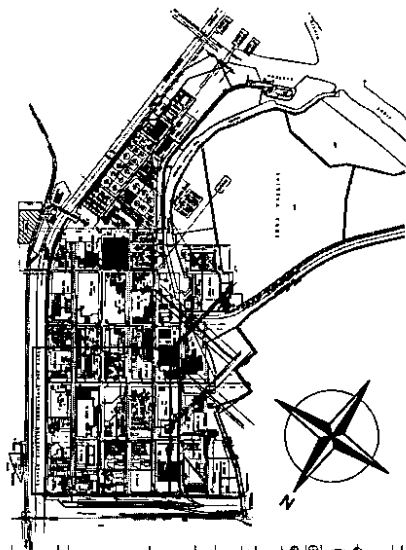
Allegato C.10

**Planimetria *modificata* della
rete piezometrica**

CANALE DIVERSIVO REGOLATORE DEI LAGHI



COORDINATE GAUSS BOAGA		
100	N = 5001228.9189	E = 1644248.8303
EP1	N = 5001084.1276	E = 1644219.1646
EP2	N = 5000914.3736	E = 1644598.3450
EP3	N = 5000807.0090	E = 1644591.5068
EP4	N = 5001211.2580	E = 1644699.5805
EP5	N = 5001255.6037	E = 1644089.7621
EP6	N = 5001184.5666	E = 1644308.9407
EP7	N = 5001378.7507	E = 1644260.4103
EP9	N = 5001326.7485	E = 1644643.9127
EP10	N = 5001042.8673	E = 1644720.9114
EP11	N = 5001166.2977	E = 1644644.7599
EP12	N = 5000824.5975	E = 1644657.1990
EP13	N = 5000879.8450	E = 1644557.1721



PROV.	COMUNICAZIONE	DATA	PROF.	SCALE	PROV. C.	SCALE	PROV. C.
MI	MI	MI	MI	MI	MI	MI	MI

enipower mantova



EniPower Mantova S.p.A.

ALLEGATO C10 -
PLANIMETRIA MODIFICATA DELLA RETE PIEZOMETRICA

COORDINATA	PROV. C.	SCALE	PROV. C.
02868 MN01	103,6	12,500	C10

SCALA GRAFICA



	CLIENTE  enipower mantova	COMMESSA 022629 MN01	UNITA' 00
	LOCALITA' Mantova	00-ZA-E-85520	
	PROGETTO Centrale a Ciclo Combinato da 780 MWe Adeguamento Caldaia B6	Allegato C.11 Pag. 1 di 1	Rev. 0

Enipower Mantova Stabilimento di Mantova

***Aggiornamento AIA per
modifica non sostanziale***

Allegato C.11

**Planimetria *modificata* dello Stabilimento
con l'individuazione delle
aree di stoccaggio di materie**

SCHEDA D - INDIVIDUAZIONE DELLA PROPOSTA IMPIANTISTICA ED EFFETTI AMBIENTALI

D.3 Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente **2**

N.B.: I dati modificati rispetto a quanto contenuto nella documentazione presentata con la domanda di AIA del 22 dicembre 2008, sono evidenziati in giallo

D.3 Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente

D.3.1. Confronto fasi rilevanti - LG nazionali

Si veda il documento D.3.1 "Gap Analysis" allegato

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
"Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – Combustion Techniques for gaseous fuels" – Luglio 2006			
Sistema di Gestione Ambientale	<p><u>Applicata</u></p> <p>Lo stabilimento ha implementato un sistema di gestione ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire da Settembre 2000. Inoltre il SGA di Enipower Mantova è registrato EMAS (registrazione IT-000674 del Maggio 2007).</p> <p>Va osservato che lo stabilimento, oltre alle procedure del SGA, è inoltre dotato di un sistema di procedure operative ed istruzioni tecniche finalizzate alla gestione complessiva della centrale in relazione agli obiettivi definiti.</p>	<p>Adozione di un sistema di gestione ambientale rispondente ai requisiti indicati nella norma internazionale ISO 14001.</p> <p>Sono considerate azioni complementari all'attuazione del sistema di gestione ambientale le seguenti misure:</p> <ul style="list-style-type: none"> • esame e validazione del sistema da parte di ente accreditato o verificatore esterno; • preparazione di un rapporto ambientale annuale; • certificazione del sistema di gestione ambientale secondo la norma ISO 14001 o registrazione EMAS del sito. 	Bref LCP Paragrafo 7.5.1
Approvvigionamento e movimentazione di combustibili gassosi ed additivi	<p><u>Applicata</u></p> <p>Le apparecchiature e le tubature che possono contenere olio lubrificante sono poste su superfici pavimentate che convogliano alla rete di raccolta acque potenzialmente oleose gestita da Versalis e sottoposte ad adeguata trattamento prima dello scarico finale in corpo idrico superficiale.</p>	<p>Per ridurre il rischio di contaminazione del suolo e sottosuolo, le superfici su cui sono poste linee ed apparecchiature che contengono olii e combustibili liquidi devono essere pavimentate e devono convogliare le acque potenzialmente oleose verso un sistema di trattamento delle acque.</p>	Bref LCP Paragrafo 6.4.1
Rifornimento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi Emissioni fuggitive	<p><u>Applicata</u></p> <p>Nell'impianto sono presenti 27 sistemi di rilevamento perdite di gas naturale allo scopo di identificare tempestivamente eventuali perdite. I sistemi di rilevamento gas sono posizionati presso:</p> <ul style="list-style-type: none"> • stazione di riduzione gas naturale; • skid gas CC1 e CC2; • cabinato TG1 e TG2. 	<p>Prevenire rilasci di combustibile gassoso durante le operazioni di rifornimento e movimentazione.</p> <p>Per il gas naturale è considerata BAT l'implementazione di un sistema di rilevamento perdite e di allarmi</p>	Bref LCP Paragrafo 7.5.1
Rifornimento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi Uso efficiente di	<p><u>Parzialmente Applicata</u></p> <p>Il gas naturale, prima dell'ingresso alle turbine a gas dei Cidi Combinati CC1 e CC2, viene inviato ad una stazione di riduzione dove passa dalla pressione di arrivo (circa 75 bar) alla pressione di immissione in turbina (circa 29 bar) e successivamente preriscaldato mediante scambio termico</p>	<p>Utilizzo efficiente del combustibile gassoso mediante le seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • utilizzo di turbine ad espansione per recuperare il contenuto di energia dal gas pressurizzato; • preriscaldamento del combustibile gassoso mediante streams termici provenienti dalle caldaie o dalle 	Bref LCP Paragrafo 7.5.1

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
risorse naturali	con vapore a bassa pressione. Per quanto riguarda la B6 il gas naturale, prima dell'ingresso in caldaia, viene inviato ad una stazione di riduzione dove passa dalla pressione di arrivo in stazione gas Versalis (circa 4,5 bar) alla pressione di immissione in caldaia (circa 1,2 bar), senza preriscaldamento.	turbine a gas.	
Rifornimento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi	<u>Applicate</u> Presso lo stabilimento Enipower Mantova è utilizzata una soluzione acquosa di ammoniaca al 20%.	Dal punto di vista della sicurezza, l'utilizzo di ammoniaca in soluzione acquosa comporta meno rischi rispetto all'ammoniaca pura liquefatta.	Bref LCP Paragrafo 7.5.1
Uso efficiente di risorse naturali Efficienza energetica	<u>Applicate</u> Presso lo stabilimento EniPower Mantova sono operativi due cicli combinati per la cogenerazione di energia elettrica e di vapore, ciascuno dei quali è costituito da una turbina a gas di ultima generazione ad alta efficienza, con relativa caldaia a recupero a tre livelli di pressione e surriscaldatore (soluzione che consente di massimizzare il rendimento del ciclo a vapore) e turbina a vapore a condensazione. La cessione di parte del vapore prodotto alle varie utenze situate nel medesimo stabilimento multisocietario dove è localizzata la centrale è dipendente non dalla capacità produttiva, ma dalla richiesta dei vari utenti. Definire pertanto un valore di efficienza per la Centrale operante in modalità cogenerativa risulta complesso, ma soprattutto poco rappresentativo della reale efficienza dell'impianto. Per tale motivo si fornisce l'efficienza dell'impianto valutato come operante in modalità di piena condensazione. Le prestazioni della centrale Enipower Mantova relative al 2007, anno di riferimento, sono le seguenti: <i>Gruppo CCI</i> <ul style="list-style-type: none"> • Rendimento exergetico: 54,51%; 	L'utilizzo di cicli combinati e la cogenerazione di energia elettrica e termica sono considerate BAT per impianti di combustione alimentati da combustibile gassoso. Sono in particolare previsti i seguenti valori di performance: <ul style="list-style-type: none"> • ciclo combinato esistente, dotato o non dotato di caldaia a recupero, per la sola produzione di energia elettrica: efficienza energetica = 50 – 54%; • ciclo combinato esistente, dotato di caldaia a recupero, in assetto cogenerativo: efficienza energetica <35%, utilizzo combustibile = 75 – 85%. 	Bref LCP Paragrafo 7.5.2

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
	<p><i>Gruppo CC2</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Rendimento exergetico: 54,72%; <p>Per ulteriori dettagli si veda la scheda D.10 sull'efficienza energetica.</p>		
Efficienza energetica	<p><u>Parzialmente Applicata</u></p> <p>Oltre ai cicli combinati, lo stabilimento è dotato di una sezione cogenerativa classica costituita da una caldaia tradizionale denominata B6 a cui è associata una turbina a vapore. Il rendimento exergetico nel corso del 2007 è stato mediamente pari a 30,32%.</p> <p>Occorre comunque sottolineare come il gruppo composto dalla caldaia B6 e dalla turbina a vapore TV6 sia in riserva calda ed utilizzato generalmente in caso di indisponibilità di uno dei cicli combinati: non si ritiene pertanto necessario nessun intervento di adeguamento. Per ulteriori dettagli si veda la scheda D.10 sull'efficienza energetica.</p> <p>La caldaia B6 è dotata di un sistema computerizzato per il controllo della combustione basato sul controllo della caduta di pressione dell'anello di distribuzione del gas ai bruciatori e alle torce pilota. È inoltre attivo un monitoraggio in continuo delle emissioni di CO per stabilire i corretti parametri di combustione.</p>	<p>Adozione di un avanzato sistema computerizzato di controllo che permetta di raggiungere un'alta efficienza della caldaia e di incrementare le condizioni di combustione che supportano la riduzione delle emissioni.</p> <p>Sono in particolare previsti i seguenti valori di performance:</p> <ul style="list-style-type: none"> • caldaie esistenti: efficienza elettrica = 38 – 40%. 	Bref LCP Paragrafo 7.5.2
Efficienza energetica	<p><u>Applicata</u></p> <p>Presso lo Stabilimento di Mantova, al fine di massimizzare l'efficienza energetica, sono applicate le seguenti tecniche:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Monitoraggio in continuo di CO per stabilire corretti parametri di combustione attivo per entrambi i cicli combinati CC1 e CC2 e per la caldaia B6; 2. Controllo di temperatura sui fumi di combustione della turbina a gas dei cicli combinati (valore intorno a 560 °C) e sul vapore surriscaldato della caldaia B6 (valore pari a circa 600 °C); 	<p>Al fine di migliorare l'efficienza energetica sono inoltre previste le seguenti misure:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Minimizzare le perdite di calore dovute ai gas incombusti 2. Massimizzare temperatura e pressione del gas di lavoro o vapore 3. Massimo salto di pressione nella parte a bassa pressione delle turbine a vapore attraverso la minore temperatura possibile dell'acqua di raffreddamento per caldaie e cicli combinati 	Bref LCP Paragrafo 7.5.2

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
Emissioni di polveri ed SO ₂	<p>3. Il vapore esausto scaricato dai turbogeneratori a vapore viene condensato mediante condensatori ad aria che garantiscono un'ottima efficienza termica;</p> <p>4. Una quota parte di vapore BP prodotto dai Cicli combinati CC1 e CC2 viene fornita alla rete di teleriscaldamento della città di Mantova;</p> <p>5. Il calore residuo dei gas di scarico (emessi ad una temperatura compresa tra i 100 ed i 110 °C) non è tale da rendere economicamente conveniente il recupero termico. Il livello di temperatura di tali gas è inoltre quello minimo necessario per permettere un'adeguata dispersione del pennacchio al camino;</p> <p>6. Le parti calde dell'impianto sono adeguatamente coibentate per evitare fenomeni diffusivi. Inoltre per quanto riguarda le turbine a gas vengono effettuati lavaggi con acqua demin "on-line" una volta ogni 2 giorni e "off-line" alla ripartenza dopo fermate di manutenzione ovvero "on-condition". Le caldaie a recupero dei Cicli Combinati non richiedono lavaggi in quanto non a fiamma. La caldaia della B6 prevede lavaggi acidi in base alle condizioni dello spessore di magnetite monitorato.</p> <p>7. Il gas alimentato alle turbine dei cicli combinati CC1 e CC2 viene preriscaldato tramite scambio termico con vapore a bassa pressione. Il condensato alimentato alle caldaie a recupero dei cicli combinati viene preriscaldato nelle sezioni finali delle caldaie stesse.</p> <p>8. Data l'elevata temperatura dei gas, le prime file di palette delle turbine a gas sono rivestite di materiali ceramici e presentano canalizzazioni per consentire il passaggio dell'aria di raffreddamento proveniente ai compressori.</p>	<p>4. Minimizzazione della perdita di calore attraverso gas di scarico (utilizzo del calore residuo o teleriscaldamento)</p> <p>5. Minimizzazione della perdita di calore per conduzione ed irraggiamento grazie all'isolamento termico</p> <p>6. Minimizzazione dei consumi interni di energia mediante misure appropriate quali: pulizia dell'evaporatore, etc</p> <p>7. Preriscaldamento del gas combustibile o dell'acqua di alimento della caldaia con vapore</p> <p>8. Miglioramento della geometria delle pale della turbina.</p>	Bref LCP Paragrafo 7.5.3
	<p><u>Applicata</u></p> <p>Nella Centrale Enipower di Mantova l'unico combustibile utilizzato sia nei cicli combinati CC1 e CC2 che nella caldaia B6 è il gas naturale. Come definito nello stesso BRef, l'utilizzo del gas naturale, anche in assenza di sistemi di trattamento secondario, garantisce emissioni</p>	<p>In generale gli impianti che utilizzano come combustibile gas naturale sono caratterizzati da emissioni di polveri ed SO₂ molto basse.</p> <p>In particolare sono previsti valori di emissione per le polveri inferiori a 5 mg/Nm³ e per l'SO₂ inferiori a 10 mg/Nm³ riferiti al 15% di O₂.</p>	

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
Emissioni di NOx e CO	<p>trascurabili di polveri ed SO₂. In particolare i livelli di emissione di polveri per i cicli combinati CC1 e CC2 per il 2007 sono stati pari a 0,01 mg/Nm³ per entrambi (al 15% di O₂) e a 0,16 mg/Nm³ (al 3% di O₂) per la caldaia B6. I valori sopra riportati mostrano che le emissioni in atmosfera dello stabilimento sono in linea con quanto indicato nel BRef.</p> <p><u>Applicata</u></p> <p>Al fine di contenere le emissioni di CO, sono applicate le seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • progettazione della camera di combustione sia per turbina a gas che per caldaia ausiliaria, tale da garantire una combustione ottimale ed una minimizzazione degli incombusti; • controllo computerizzato avanzato delle condizioni di combustione sia per turbina a gas che per caldaia ausiliaria; • regolare manutenzione mediante pulizia dei bruciatori e sostituzione quando necessario. <p>Le turbine a gas sono inoltre dotate di bruciatori di tipo Dry Low NOx: in questo caso, la combustione a fiamma premiscelata comporta emissioni di ossidi di azoto intrinsecamente basse senza necessità di iniezione di vapore.</p> <p>Le emissioni prodotte dai due cicli combinati rispettano ampiamente i limiti di emissione autorizzati per l'impianto pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • NOx: 30 mg/Nm³; • CO: 30 mg/Nm³. <p>I valori sopra indicati sono riferiti al 15% di O₂ e sono da considerarsi come medie giornaliere.</p> <p>Le emissioni prodotte dai due cicli combinati rispettano pertanto i livelli emissivi indicati nel BRef.</p> <p>Con l'installazione delle porte SOFA (Separated Over Fire Air) nella camera di combustione della Caldaia B6 e del sistema DeNOx catalitico (SCR) nel suo condotto fumi, le emissioni prodotte dalla caldaia tradizionale</p>	<p>Riduzione delle emissioni di CO mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gestione ottimale della combustione attraverso design ottimale dei forni, utilizzo di sistemi avanzati di monitoraggio, controllo e manutenzione; • adozione dell'ossidazione catalitica per il CO. Tale tecnica è da considerarsi BAT solo nel caso l'impianto risulti localizzato in un'area densamente popolata. <p>Riduzione delle emissioni di NOx mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • adozione di bruciatori dry low NOx o di sistemi di iniezione di acqua o di vapore. • adozione di impianti SCR (Riduzione Catalitica Selettiva). <p>I valori emissivi previsti per gli impianti esistenti sono i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ciclo Combinato esistente dotato di caldaia a recupero: NOx = 20 – 90 mg/Nm³, CO = 30 – 100 mg/Nm³ (valori riferiti al 15% di O₂); • Caldaie: NOx = 50 – 100 mg/Nm³, CO = 30 – 100 mg/Nm³ (valori riferiti al 3% di O₂). 	Bref LCP Paragrafo 7.5.4

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
	<p>rispetteranno i limiti di emissione previsti dal provvedimento di AIA:</p> <ul style="list-style-type: none"> • NOx: 100 mg/Nm³ (incluso lo slip di ammoniacca dovuto all'SCR); • CO: 100 mg/Nm³. <p>Tali performance risulteranno quindi allineate alle BRef, sia per quanto riguarda le emissioni di NOx, sia per quanto riguarda le emissioni di CO.</p>		
Prevenzione e controllo delle emissioni in acqua	<p><u>Non applicabile</u></p> <p>L'acqua demineralizzata utilizzata dalla centrale non viene prodotta all'interno dello stabilimento Enipower Mantova, ma fornita da Versalis. Non sono inoltre presenti purificatori dei condensatori.</p>	<p>Sottoporre le acque prodotte durante la rigenerazione delle unità di demineralizzazione e dai purificatori dei condensatori a un trattamento di neutralizzazione e sedimentazione al fine di ridurre la quantità di scarichi idrici inviati agli scarichi finali.</p>	Bref LCP Paragrafi 7.5.4.1 7.4.4
Prevenzione e controllo delle emissioni in acqua	<p><u>Non applicabile</u></p> <p>Enipower Mantova non opera trattamenti diretti sulle acque, ma tutti i reflui di centrale sono collettati e convogliati nelle fognie di centrale che, superato il limite di batteria di stabilimento, vanno ai sistemi di trattamento gestiti da Versalis a norma di legge e secondo le migliori tecniche disponibili. Esiste un contratto di service tra Versalis, SOL ed Enipower Mantova per regolare il servizio di trattamento delle acque.</p>	<p>Prevedere un trattamento di neutralizzazione per le acque prodotte durante l'elutrazione.</p>	Bref LCP Paragrafi 7.5.4.1 7.4.4
Prevenzione e controllo delle emissioni in acqua	<p>Applicata</p> <p>Per quanto riguarda le turbine a gas vengono effettuati lavaggi con acqua demi "on-line" una volta ogni 2 giorni e "off-line" alla ripartenza dopo fermate di manutenzione ovvero "on-condition". Le acque di lavaggio on line vaporizzate vengono espulse dai camini dei Cicli Combinati, mentre le acque di lavaggio off line vengono convogliate nella fognatura di processo oleosa dello stabilimento multisocietario e sottoposte a trattamento nell'impianto biologico di proprietà Versalis prima di essere scaricate nel fiume Mincio.</p> <p>Le caldaie a recupero dei CC non richiedono lavaggi in quanto non a fiamma. La caldaia della B6 prevede lavaggi acidi in base alle condizioni dello spessore di magnetite monitorato. Le acque risultanti dalle attività di</p>	<p>Sottoporre le acque di lavaggio delle caldaie, delle turbine a gas, dei preriscaldatori dell'aria e dei precipitatori a trattamento di neutralizzazione e svolgere tali operazioni in ciclo chiuso.</p>	Bref LCP Paragrafi 7.5.4.1 7.4.4

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
Prevenzione e controllo delle emissioni in acqua	<p>lavaggio della caldaia B6 vengono smaltite come rifiuto.</p> <p><u>Non applicabile</u></p> <p>Enipower Mantova non opera trattamenti diretti sulle acque, ma tutti i reflui di centrale sono collettati e convogliati nelle fognie di centrale che, superato il limite di batteria di stabilimento, vanno ai sistemi di trattamento gestiti da Versalis a norma di legge e secondo le migliori tecniche disponibili. Esiste un contratto di service tra Versalis, SOL ed Enipower Mantova per regolare il servizio di trattamento delle acque.</p>	Sottoporre le acque di dilavamento dello stabilimento a trattamenti di sedimentazione o chimici per consentire il riutilizzo interno.	Bref-LCP Paragrafi 7.5.4.1 7.4.4
Residui di combustione	<p><u>Applicata</u></p> <p>La centrale Enipower Mantova è alimentata a gas naturale: non sono pertanto prodotte ceneri di combustione.</p>	Prevedere il riutilizzo dei residui di combustione e sottoprodotti come alternativa allo smaltimento in discarica.	Bref LCP Paragrafo 7.5.4.2
"Reference document on Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems – Combustion Techniques for gaseous fuels" – Dicembre 2001			
Gestione integrata del calore	<p><u>Applicata</u></p> <p>Le due turbine a vapore dei cicli combinati CC1 e CC2 sono dotate ciascuna di un proprio condensatore ad aria, al fine di minimizzare l'impatto ambientale (Circuito di raffreddamento primario). Il raffreddamento dei sistemi comuni e degli ausiliari dei moduli di potenza viene realizzato mediante un sistema a torri di raffreddamento di tipo ibrido (umido/secco) con relativo sistema di pompaggio (Circuito di raffreddamento secondario). I possibili sistemi di raffreddamento utilizzabili per impianti a ciclo combinato sono tipicamente i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • raffreddamento in ciclo aperto; • torre di raffreddamento a umido; • torre di raffreddamento ibrida (con sezioni umida e secca); • condensatore ad aria. 	E' BAT per tutte le installazioni un approccio integrato finalizzato a ridurre l'impatto ambientale dei sistemi di raffreddamento industriali mantenendo un bilancio tra impatti diretti (dovuti al sistema di raffreddamento) e impatti indiretti (dovuti all'efficienza globale del processo industriale in cui è inserito il raffreddamento).	Bref Cooling System Paragrafo 4.3.2

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
	<p>Il raffreddamento in ciclo aperto trova la sua applicazione in siti con grande disponibilità d'acqua, ma è sottoposto a importanti vincoli di legge sulla temperatura di restituzione della corrente refrigerante e, nel caso di acqua fluviale, si pone comunque fuori da un'ottica di contenimento dei consumi idrici.</p> <p>La torre di raffreddamento ad umido offre una soluzione tecnicamente funzionale, con un utilizzo più contenuto di acqua per il reintegro, relativamente compatta ed economicamente conveniente in particolare nelle sue versioni a tiraggio forzato; per contro, il principio fisico su cui si basa comporta una massiccia evaporazione d'acqua che si manifesta con un pennacchio di vapore di grande impatto visivo.</p> <p>La torre di raffreddamento ibrida ad umido/secco si basa sul medesimo principio della torre a umido, con l'aggiunta di una sezione a secco che, post-riscaldando la corrente di aria satura d'acqua consente di ridurre fino ad eliminare (entro certi limiti di condizioni ambientali) il pennacchio all'uscita della torre.</p> <p>Infine i condensatori ad aria consentono di realizzare una soluzione completamente a secco, priva di consumi d'acqua, pennacchio, scarichi, con bassa manutenzione, assenza di trattamenti acqua e bassa rumorosità. Gli inconvenienti associati sono un minor vuoto ottenibile a condensatore, elevati costi di investimento, e soprattutto ingombri molto superiori a quelli delle torri (area occupata superiore di circa il 70%, altezza quasi doppia).</p> <p>La scelta di un sistema di raffreddamento a secco pur a fronte del rilevante impegno economico associato a tale soluzione sia in termini di investimento che di area occupata, è stata effettuata in base alle esigenze specifiche del sito tenendo conto dei vincoli ambientali posti dalla collocazione dell'impianto.</p> <p>Gli ausiliari ed i sistemi comuni vengono invece raffreddati mediante un sistema a torre di raffreddamento di tipo ibrido in quanto sono state ritenute prevalenti le considerazioni tecniche relative all'efficienza dello scambio termico ed all'ottenimento di temperature del fluido di raffreddamento compatibili con le esigenze delle macchine (in modo</p>		

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
Riduzione del consumo di energia	<p>particolare per il raffreddamento dei generatori). L'acqua di raffreddamento per il ciclo convenzionale B6 viene fornita da Versalis mediante circuito chiuso con torre di raffreddamento.</p> <p><u>Applicata</u></p> <p>I condensatori ad aria dei cicli combinati CC1 e CC2 sono suddivisi in "baie", ciascuna provvista di un elettroventilatore assiale. I ventilatori sono del tipo a due velocità (motori a doppia polarità) per garantire un'ottimizzazione del funzionamento a qualsiasi carico, evitando maggiori consumi elettrici quando questi non sono compensati da una migliore efficienza netta del ciclo termico.</p> <p>La torre ibrida ad umido/secco è dotata di ventilatori, sistema di distribuzione dell'acqua, bacino comune e moduli di riempimento che permettono il sezionamento delle celle della torre in condizioni di funzionamento a carico parziale o manutenzione.</p>	<p>Considerare soluzioni tecniche per l'esercizio variabile.</p>	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.3.2</p>
Riduzione del consumo di energia	<p><u>Applicata</u></p> <p>Nella progettazione della rete di distribuzione dell'acqua di raffreddamento è stato considerato come obiettivo primario la minimizzazione della perdita di carico dell'acqua nei tubi.</p>	<p>Ridurre la resistenza dell'acqua e del flusso di aria.</p>	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.3.2</p>
Riduzione del consumo di energia	<p><u>Applicata</u></p> <p>L'acqua presente nel Circuito di raffreddamento secondario è trattata con anticrostanti, biocidi e disperdenti al fine di contrastare i fenomeni di sporcamento biologico ed incrostazione.</p> <p>La pulizia delle superfici degli scambiatori viene effettuata durante la fermata programmata dell'impianto mediante estrazione dei fasci.</p>	<p>Tenere puliti il circuito di raffreddamento e le superfici degli scambiatori ottimizzando il trattamento dell'acqua e delle superfici dei tubi.</p>	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.3.2</p>
Riduzione del consumo di energia	<p><u>Applicata</u></p> <p>I ventilatori dei condensatori ad aria sono del tipo a due velocità (motori a</p>	<p>Ridurre la quantità di sistemi e apparecchiature a domanda energetica elevata, usando quelli ad alta efficienza e basso consumo energetico.</p>	<p>Bref Cooling System Paragrafo</p>

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
	<p>doppia polarità) per garantire un'ottimizzazione del funzionamento a qualsiasi carico, evitando maggiori consumi elettrici quando questi non sono compensati da una migliore efficienza netta del ciclo termico.</p> <p>I sistemi modulari presenti nel Circuito di raffreddamento secondario descritti precedentemente garantiscono bassi consumi di energia.</p>		4.3.2
Riduzione consumo acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>Come descritto precedentemente, le scelte tecnologiche adottate da Enipower Mantova per il raffreddamento dei cicli combinati CC1 e CC2 consentono un consumo di acqua estremamente ridotto e limitato al solo reintegro del Circuito di raffreddamento secondario.</p>	<p>Ridurre il consumo di acqua di raffreddamento, ottimizzando il recupero di calore tra flussi ed eventualmente utilizzando parte di esso per la cogenerazione.</p>	Bref Cooling System Paragrafo 4.4.2
Riduzione consumo acqua	<p><u>Non applicabile</u></p> <p>L'acqua utilizzata per il reintegro del Circuito di raffreddamento secondario viene captata dal fiume Mincio. Non sono pertanto utilizzate risorse idriche sotterranee a scopo di raffreddamento.</p>	<p>Ridurre l'utilizzo di risorse limitate, quali le acque di falda</p>	Bref Cooling System Paragrafo 4.4.2
Riduzione consumo acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>Sono utilizzati sistemi ricircolativi sia per il raffreddamento dei cicli combinati CC1 e CC2 che della caldaia B6.</p>	<p>Applicare sistemi ricircolativi al fine di ridurre il consumo di acqua</p>	Bref Cooling System Paragrafo 4.4.2
Riduzione consumo acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>Il raffreddamento degli ausiliari di impianto comuni ai cicli combinati CC1 e CC2 viene realizzato mediante torri ibride, di tipo umido/secco, a tiraggio forzato e dimensionate per consentire la riduzione dell'effetto del pennacchio che potrebbe manifestarsi in particolari condizioni ambientali, limitando l'impatto visivo del sistema.</p>	<p>Ridurre il consumo di acqua, anche dove vi è l'obbligo di ridurre l'impatto visivo del pennacchio e delle altezze delle torri di raffreddamento, applicando nel caso un sistema di raffreddamento ibrido.</p>	Bref Cooling System Paragrafo 4.4.2
Riduzione consumo acqua	<p><u>Applicata</u></p>	<p>Applicare sistemi di raffreddamento ad aria nel caso non ci fosse disponibilità d'acqua</p>	Bref Cooling System

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
	<p>Per la condensazione del vapore esausto dei due cicli combinati vengono utilizzati dei condensatori ad aria.</p> <p>Il raffreddamento dei sistemi ausiliari dei cicli combinati CC1 e CC2 viene effettuato mediante una torre di raffreddamento dedicata, del tipo ibrido a umido/secco.</p> <p>L'acqua di raffreddamento per il ciclo convenzionale B6 viene fornita da Versalis mediante circuito chiuso con torre di raffreddamento dedicata.</p>		Paragrafo 4.4.2
Riduzione consumo acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>I cicli di concentrazione sono ottimizzati in funzione di una eventuale perdita di efficienza di scambio. Il numero di cicli di concentrazione del Circuito di raffreddamento secondario dei cicli combinati CC1 e CC2 è pari a 2.</p>	Ottimizzare i cicli di concentrazione.	Bref Cooling System Paragrafo 4.4.2
Riduzione rischio intrappolamento di organismi	<p><u>Non Applicabile</u></p> <p>L'acqua del fiume Mincio utilizzata come reintegro per il Circuito di raffreddamento secondario dei cicli combinati CC1 e CC2 e per il circuito asservito al ciclo convenzionale B6 non è captata da EniPower Mantova, ma da terzi (Versalis) in modalità appropriata ed autorizzata.</p>	Appropriata posizione e design del punto di captazione delle acque di raffreddamento e selezione di tecniche di analisi e protezione del biotipo presente nella superficie d'acqua.	Bref Cooling System Paragrafo 4.5.2
Riduzione rischio intrappolamento di organismi	<p><u>Non Applicabile</u></p> <p>L'acqua del fiume Mincio utilizzata come acqua di reintegro per il Circuito di raffreddamento secondario dei cicli combinati CC1 e CC2 e per il circuito asservito al ciclo convenzionale B6 non è captata e da EniPower, ma da terzi (Versalis) in modalità appropriata ed autorizzata.</p>	Costruzione del canale di captazione, per limitare la sedimentazione	Bref Cooling System Paragrafo 4.5.2
Riduzione delle emissioni in acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>In fase di progettazione sono stati adottati tutti gli accorgimenti per limitare i fenomeni di corrosione all'interno dei circuiti di raffreddamento presenti presso lo stabilimento EniPower Mantova.</p>	Adottare durante la fase di progettazione e di manutenzione tutti gli accorgimenti atti a ridurre i fenomeni di corrosione e fouling. In tale ottica: <ul style="list-style-type: none"> • analizzare le caratteristiche di corrosività dei prodotti chimici con cui viene trattata l'acqua di 	Bref Cooling System Paragrafo 4.6.3.1

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
	<p>Non sono pertanto presenti zone di ristagno ed i materiali utilizzati nei circuiti di stabilimento risultano idonei al tipo di chemicals addizionati all'acqua di raffreddamento.</p>	<p>raffreddamento al fine di selezionare i materiali più idonei;</p> <ul style="list-style-type: none"> progettare i sistemi di raffreddamento evitando la presenza di zone di ristagno. 	
Riduzione delle emissioni in acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>Negli scambiatori a fascio tubero presenti nello stabilimento l'acqua di raffreddamento passa lato tubi, mentre il fluido refrigerato (olio, etc.) soggetto a maggior fouling nel lato mantello.</p>	<p>Per scambiatori a fascio tubero:</p> <ul style="list-style-type: none"> prevedere la circolazione dell'acqua di raffreddamento all'interno dei tubi e del mezzo soggetto a maggior fouling lato mantello. 	Bref Cooling System Paragrafo 4.6.3.1
Riduzione delle emissioni in acqua	<p><u>Non applicabile</u></p> <p>Per il raffreddamento dei condensatori di vapore dei due cicli combinati vengono utilizzati condensatori ad aria. Una volta l'anno (o straordinariamente in caso di condizioni ambientali particolarmente avverse) i bundles dei condensatori vengono puliti all'esterno mediante lavaggio con acqua ad alta pressione.</p>	<p>Per condensatori degli impianti di produzione di energia:</p> <ul style="list-style-type: none"> applicare Titanio nei condensatori in cui scorre acqua di mare o salmastra al fine di ridurre la sensibilità alla corrosione; applicare leghe resistenti alla corrosione (acciaio INOX con alto <i>pitting index</i> o RameNickel); utilizzare di sistemi di pulizia automatici a schiuma o spazzole; ridurre la deposizione nei condensatori applicando una velocità di circolazione dell'acqua superiore a 1,8 m/s per le nuove apparecchiature e 1,5 in caso di retrofit del fascio tubiero. 	Bref Cooling System Paragrafo 4.6.3.1
Riduzione delle emissioni in acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>La velocità dell'acqua negli scambiatori a fascio tubero presenti nello stabilimento è superiore a 0,8 m/s. L'acqua di reintegro per il circuito di raffreddamento viene fornita da Versalis, opportunamente filtrata.</p>	<p>Per scambiatori:</p> <ul style="list-style-type: none"> ridurre la deposizione negli scambiatori applicando una velocità di circolazione dell'acqua superiore a 0,8 m/s; utilizzare filtri sul flusso dell'acqua in ingresso per trattenere i detriti proteggendo gli scambiatori a rischio di occlusione. 	Bref Cooling System Paragrafo 4.6.3.1
Riduzione delle emissioni in acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>Giornalmente l'acqua di raffreddamento delle torri viene sottoposta al controllo dei parametri pH, conducibilità specifica, potenziale redox, durezza, cloro libero e olio. L'acqua di reintegro, invece, viene analizzata come pH, conducibilità specifica e durezza. Una volta l'anno viene analizzato lo spurgo delle torri ricercandone tutti gli</p>	<p>Monitoraggio e controllo chimico delle acque di raffreddamento.</p>	Bref Cooling System Paragrafo 4.6.3.2

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
<p>inquinanti previsti per legge sulle acque di scarico.</p> <p><u>Applicata</u></p> <p>Solo qualora i parametri ricercati giornalmente nelle acque di torre fossero fuori rispetto a valori di riferimento (ovvero su indicazione del fornitore degli additivi, basata su report di produzione), si provvederebbe ad avviare le pompe di dosaggio dei chemicals presenti. Questi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ipoclorito di sodio; ➢ biodispersante (frasi di rischio: R 41, R 52/53); ➢ antincrostante (non pericoloso). <p>Si sottolinea che le quantità di chemicals utilizzate sono estremamente ridotte</p>	<p>Utilizzare additivi con ridotte caratteristiche di pericolosità.</p> <p>Non è considerato BAT l'impiego delle seguenti sostanze:</p> <ul style="list-style-type: none"> • composti del cromo; • composti del mercurio; • composti organometallici (es. organostagno); • Mercaptobenzotiazolo; • Trattamenti shock con sostanze biocidi diverse da cloruri, bromuri, ozono e H₂O₂. 	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.6.3.2</p>	
<p><u>Applicata</u></p> <p>I ventilatori sono a bassa rumorosità. I diffusori sono posizionati ad un'altezza tale da attenuare la propagazione delle onde sonore in direzione orizzontale. Non sono applicate misure di attenuazione in quanto non necessarie in relazione ai bassi livelli di rumorosità dettati dall'elevato diametro dei ventilatori e all'ottimizzazione dei diffusori.</p>	<p>Ridurre il rumore dei ventilatori, applicando:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ventilatori con diametro elevato o a ridotta velocità periferica (<40m/s); • ottimizzazione della progettazione del diffusore; • installazione di sistemi di attenuazione sia in ingresso che in uscita. 	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.8.2</p>	
<p><u>Applicata</u></p> <p>Tutti gli scambiatori sono operati nei limiti delle specifiche di progetto e viene sempre mantenuto un ΔT di scambio termico inferiore a 50 °C. In caso di riparazioni è prescritto l'uso di adeguate WPS di saldatura e di saldatori patentati secondo le norme UNI 287-288 e la raccolta ISPESL "S"</p>	<p>Per tutti gli scambiatori di calore:</p> <ul style="list-style-type: none"> • mantenere il ΔT di scambio termico inferiore a 50 °C. • esercire l'impianto nei limiti delle specifiche di progetto; • applicare adeguate tecniche di saldatura. 	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.9.2</p>	
<p><u>Applicata</u></p> <p>La temperatura del metallo lato acqua nelle apparecchiature è mantenuto inferiore a 60°C.</p>	<p>Per le apparecchiature:</p> <ul style="list-style-type: none"> • mantenere una temperatura del metallo lato acqua di raffreddamento inferiore a 60°C al fine di ridurre la corrosione. 	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.9.2</p>	

D.3.1 Metodo basato su criteri di soddisfazione

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	Bref – Elenco BAT	Riferimento
<p>Riduzione del rischio di perdite</p>	<p><u>Applicata</u> Viene effettuato il monitoraggio del blowdown del Circuito secondario di raffreddamento con cadenza almeno annuale.</p>	<p>Monitorare costantemente il blowdown.</p>	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.9.2</p>
<p>Riduzione del rischio biologico</p>	<p><u>Applicata</u> Le zone del Circuito di raffreddamento secondario esposte ad irraggiamento solare sono state minimizzate in fase di progettazione. Non sono presenti zone stagnanti ed il trattamento chimico dell'acqua di raffreddamento è ottimizzato. Qualora le analisi effettuate sull'acqua di raffreddamento evidenzino la presenza di microrganismi patogeni, sono effettuati trattamenti di pulizia chimica o meccanica.</p>	<p>Per ridurre il rischio biologico nei sistemi di raffreddamento è importante controllare la temperatura, effettuare regolari attività di manutenzione ed evitare incrostazioni e corrosione. Per i sistemi a ricircolo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ridurre l'esposizione alla luce dell'acqua di raffreddamento al fine di limitare la crescita di alghe; • evitare la formazione di zone stagnanti e effettuare trattamenti chimici ottimizzati; • effettuare attività di pulizia chimica o meccanica; • effettuare monitoraggi periodici degli organismi patogeni nelle acque di raffreddamento. 	<p>Bref Cooling System Paragrafo 4.10.2</p>

D.3.2. Verifica di conformità dei criteri di soddisfazione		
Criteri di soddisfazione	Livelli di soddisfazione	Conforme
Prevenzione dell'inquinamento mediante MTD	Adozione di tecniche indicate nelle linee guida di settore o in altre linee guida o documenti comunque pertinenti	SI
	Priorità a tecniche di processo	SI
	Sistema di gestione ambientale	SI
Assenza di fenomeni di inquinamento significativi	Emissioni aria: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
	Emissioni acqua: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
	Rumore: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti	Produzione specifica di rifiuti confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili	SI
	Adozione di tecniche indicate nella LG sui rifiuti	SI
Utilizzo efficiente dell'energia	Consumo energetico confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili	SI
	Adozione di tecniche indicate nella LG sull'efficienza energetica (se presente)	SI
	Adozione di tecniche di <i>energy management</i>	SI
Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze	Livello di rischio accettabile per tutti gli incidenti	SI
Condizioni di ripristino del sito al momento di cessazione dell'attività		SI

D.3.3. Risultati e commenti

La verifica di allineamento dello stabilimento EniPower Mantova con le indicazioni riportate nelle linee guida nazionali e nelle Bref di riferimento applicabili è illustrato nel documento D.3.1 "Gap Analysis".

La verifica dei criteri di soddisfazione per la configurazione da autorizzare è descritta nel dettaglio nei seguenti documenti:

- D.5 - Relazione tecnica sui dati e modelli meteorologici;
- D.6 - Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in atmosfera e confronto con Standard di Qualità Ambientale per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione;
- D.7 - Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con standard di qualità ambientale per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione;
- D.8 - Identificazione e quantificazione del rumore e confronto con valore minimo accettabile per la proposta impiantistica per cui si richiede l'autorizzazione;
- D.9 - Riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità;
- D.10 - Analisi energetica per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione;
- D.11 - Analisi di rischio per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione;
- D.15 - Condizioni di ripristino del sito al momento della cessazione dell'attività.

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler**enipower mantova s.p.a.**
Stabilimento di Mantova
Caldia B6Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 1 di 41

Cliente :

power mantova

Impianto :**Caldia B6 - Tosi**
Stabilimento di Mantova**Progetto di massima****Riduzione emissioni inquinanti ed adeguamento ai**
Limiti AIA**RAPPORTO TECNICO**

Rev.	Data	Descrizione	Preparato	Controllato	Approvato
00	14/02/2012	Prima Emissione	L. Messanelli / L. Spagnolo	B. Monopoli	G. Franzetti
01	19/11/2012	<i>Emesso per istanza di modifica non sostanziale AIA</i>	<i>L. Cinquegrani / L. Spagnolo</i>	<i>L. Messanelli</i>	<i>L. Cinquegrani</i>

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 2 di 41</p>
--	--	---

INDICE

1.	Obiettivo dello studio	3
2.	Cenni sulla formazione degli inquinanti	5
2.1	Formazione del CO	5
2.2	Formazione degli NOx	6
3.	Tecniche a disposizione per la riduzione delle emissioni	8
3.1	Tecnologie di riduzione NOx "In-Furnace"	8
3.2	Tecnologie di riduzione NOx "Out of Furnace"	16
4.	Interventi "In & Out of Furnace" proposti sulla Caldaia B6 di Mantova	28
5.	Descrizione degli interventi da effettuare sulla Caldaia B6	29
5.1	Installazione delle porte SOFA	29
5.2	Installazione del Sistema Denitrificazione Catalitico – SCR	30
6.	Piano degli interventi di adeguamento ambientale	32
7.	Allegati:	33

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 3 di 41</p>
--	---	---

1. Obiettivo dello studio

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha emesso (decreto DVA-DEC-2011-0000437) in data 01-08-2011 l'Autorizzazione Ambientale Integrata (AIA) per l'esercizio della Centrale termoelettrica Enipower Mantova sita nel comune di Mantova, all'interno della quale sono definiti i limiti di emissione e le prescrizioni di esercizio per le unità termiche CC1, CC2 (cicli combinati) e B6 (ciclo termico Rankine con turbina a vapore in assetto cogenerativo a contropressione).

In particolare per il caso trattato in questo studio, si farà specifico riferimento alla caldaia identificata come "B6".

In accordo a quanto richiesto dal suddetto decreto, Enipower Mantova S.p.A. ha commissionato ad Alstom Power Italia S.p.A. un progetto di adeguamento della caldaia atto a definire le modifiche e le migliorie da apportare al sistema di combustione per adeguarlo alle BAT (Best Available Techniques) utilizzando le possibili tecniche di riduzione delle emissioni atmosferiche al fine di ottemperare alle prescrizioni previste dall'A.I.A.

La caldaia **B6** (datata 1972 e costruita da F. Tosi, oggi Ansaldo Caldaie) è del tipo a bruciatori "tangenziali"; attualmente installati su 4 piani, distribuiti ai 4 angoli della camera di combustione avente forma di parallelepipedo. I bruciatori possono essere brandeggiati (tilting) in modo da regolare la posizione del ciclone dove avviene la combustione (fire ball) e controllare la temperatura del vapore surriscaldato e ridurre, entro certi limiti, la formazione di specie inquinanti (CO per combustione incompleta, NOx per elevate temperature di fiamma)

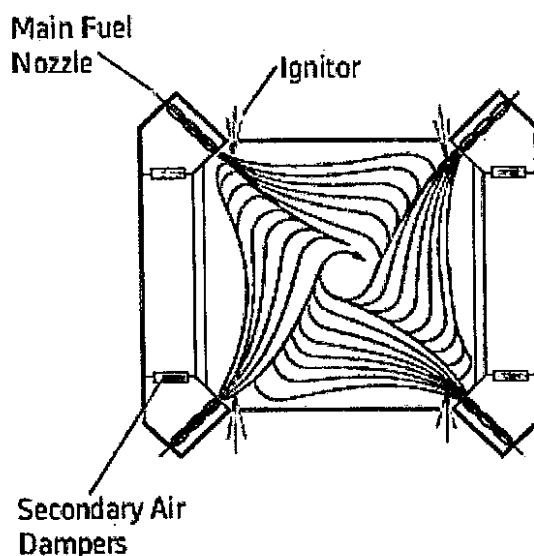


Fig. 1 - Posizione bruciatori, casse aria comburente e posizione della fiamma (fire-ball)

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler**enipower mantova s.p.a.**
Stabilimento di Mantova
Caldia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 4 di 41

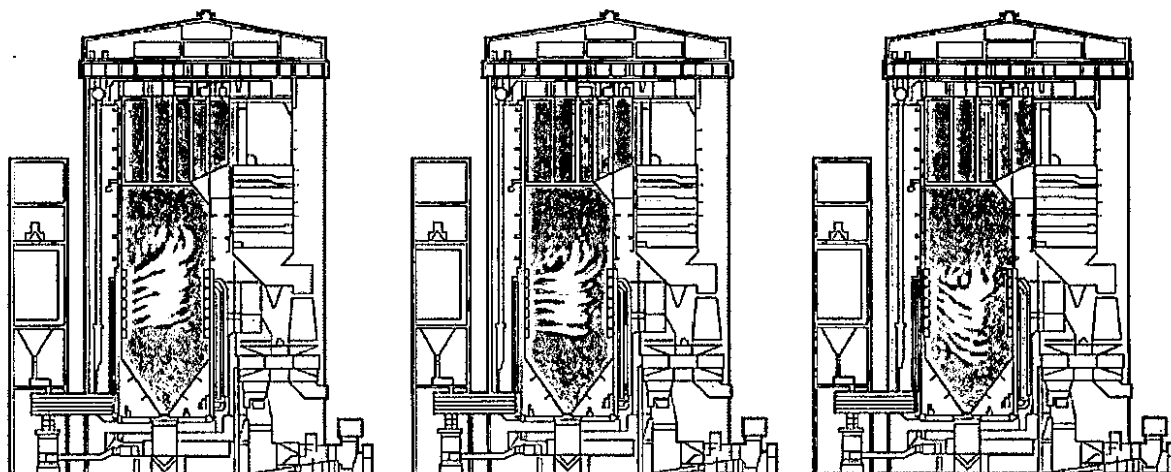


Fig. 2 - Sistema di brandeggio bruciatori - Tilting
(da Clean Combustion Technologies 5th ed., edito da Alstom)

La particolarità del sistema di combustione attuale ha suggerito la ricerca di soluzioni, a diverso e crescente grado di complessità impiantistica, presso il detentore (oggi Alstom Power) del know-how e della tecnologia di combustione del licenziante originario (ex Combustion Engineering, C-E, con sede a Windsor, Connecticut).

L'assegnazione dello studio di adeguamento ad Alstom Power ha consentito quindi ad Enipower Mantova l'accesso ai più recenti sviluppi tecnologici per questo tipo di bruciatori e camere di combustione.

Lo studio si è sviluppato in fasi successive per verificare la sostenibilità di singoli interventi sia per quel che riguarda l'efficienza energetica del sistema, sia per stimarne gli impatti sulla riduzione delle emissioni inquinanti, tenendo presente, tra l'altro, i vincoli legati all'attività dello stabilimento per il quale è necessario garantire elevati standard di affidabilità e disponibilità nella fornitura di vapore da questa unità.

I limiti che devono essere raggiunti al termine dei lavori di adeguamento della caldaia B6 di Mantova sono indicati nella tabella seguente :

Inquinanti	Limiti AIA
NO _x eq. ≤	100 mg / Nm ³
CO ≤	100 mg / Nm ³

Tabella 1 – Limiti di emissioni ambientali previsti dalle AIA, riferiti al 3% O₂ nei fumi anidri, calcolati su base oraria

Il valore esposto per i NO_x include anche l'eventuale emissione di NH₃ (detto in gergo "ammonia slip"), espresso in NO_x equivalente, nel caso di impiego di sistemi di abbattimento catalitico (SCR).

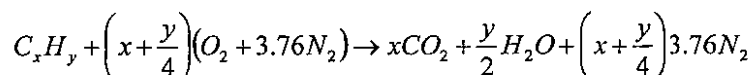
<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 5 di 41</p>
--	--	---

Nell'assetto impiantistico attuale la caldaia B6 rispetta i limiti di emissioni previsti dalla normativa regionale (allegato C DGR 65/01, NOx < 200 mg/Nm³) scontando una penalizzazione sul carico massimo producibile.

Gli ultimi dati di esercizio, prima dell'entrata in vigore dei limiti della normativa suddetta, relativi ad un funzionamento a pieno carico della caldaia B6, alimentata solamente a gas naturale, riportano emissioni intorno a 380 - 400 mg/Nm³ di NOx (il limite era a 650 mg/Nm³) e CO trascurabile.

2. Cenni sulla formazione degli inquinanti

L'equazione seguente descrive la combustione completa in condizioni stechiometriche di un generico idrocarburo:



Nella trasformazione chimica, si ottengono solamente CO₂ e H₂O.

Nella realtà il processo di combustione genera una serie di altri inquinanti la cui formazione deriva da due cause principali:

- Il processo di combustione è in varia misura incompleto e ciò porta alla presenza, nei fumi di scarico a valle del processo di combustione, di CO, idrocarburi incombusti o parzialmente ossidati, particelle carboniose ed agglomerati di esse.
- Le condizioni del processo innescano reazioni secondarie indesiderate che coinvolgono l'azoto atmosferico e che portano alla formazione di ossidi di azoto (NOx).

2.1 Formazione del CO

L'equazione che regola il processo di formazione del monossido di carbonio è la seguente:

$$X_{CO} = 3 \times 10^4 \times \exp\left(\frac{-67000}{1.98 \times T}\right) \times \frac{X_{CO_2}}{\sqrt{X_{O_2}}}$$

dove X_{CO}, X_{CO2} ed X_{O2} sono le frazioni molari (o concentrazioni volumetriche) delle specie partecipanti alla reazione e T la temperatura.

Nella formazione di CO i parametri più importanti sono la temperatura di reazione e il tenore di ossigeno nell'ambiente di reazione.

La formazione di CO è imputabile principalmente a tre fattori:

- Temperature di reazione eccessivamente basse;
- Carenza di ossigeno, ad esempio in miscele riducenti o zone della camera riducenti per cattiva distribuzione dell'aria comburente.
- Tempo di permanenza inadeguato

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV'16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 6 di 41</p>
--	---	---

Il CO è il principale prodotto della combustione incompleta e può essere utilizzato per stimare l'efficienza del processo chimico.

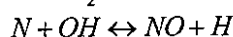
2.2 Formazione degli NOx

Gli ossidi di azoto vengono generalmente indicati con NOx che rappresenta l'insieme di NO ed NO₂ anche se comprendono una miscela più complessa comprendente altri composti quali N₂O₃, N₂O₄, N₂O₅, N₂O.

La formazione degli NOx, intrinseca al fenomeno della combustione, è dovuta in generale ai seguenti tre meccanismi:

Ossidazione dell'azoto presente nell'aria:

Un meccanismo di formazione dell'ossido nitrico nei processi di combustione è stato introdotto per la prima volta da Zel'dovich ed è noto appunto come "Zel'dovich mechanism" costituito dalle seguenti equazioni:



Questo processo è noto anche con il nome di "Thermal NOx". La formazione degli NOx deriva dalla ossidazione dell'azoto presente nell'aria quando la temperatura di fiamma è molto elevata ($T > 1850$ °K).

La formazione degli NOx di origine termica è funzione dei seguenti parametri di combustione:

- temperatura di fiamma
- eccesso d'aria
- tempo di residenza della miscela

Ossidazione dell'azoto organico:

Un altro meccanismo di formazione dell'ossido nitrico è la trasformazione dell'azoto organico presente nel combustibile in NOx durante il processo di combustione (noto anche come "Fuel NOx").

L'entità di NOx prodotti dipende da quanto N è contenuto nel combustibile. Tutto l'azoto presente nel combustibile viene trasformato in NOx in un processo di combustione.

La scelta di combustibili che non contengano impurezze azotate, come ad esempio il gas naturale, contribuisce a evitare una delle possibili fonti di NOx.

Prompt NOx:

Un terzo meccanismo di formazione degli ossidi di azoto è quello conosciuto come "Prompt NOx". Gli NOx dovuti a questo meccanismo si formano nella parte iniziale della combustione dove si è in forte presenza di sostanze intermedie molto aggressive e che quindi attaccano i radicali derivanti dagli idrocarburi. Questi radicali possono rompere il triplo legame della

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 7 di 41</p>
--	---	---

molecola di azoto dando origine ad un azoto molecolare che viene successivamente ossidato ad NO.

Fenimore ha chiamato l'ossido nitroso formatosi in questo modo "Prompt NO".

A differenza del meccanismo "Thermal NOx" questo processo è molto veloce e non necessita di temperature elevate.

La quantità di produzione di Prompt NOx è nettamente inferiore rispetto agli NOx di origine "Thermal" o "Fuel".

La sottostante Fig. 2 illustra la concentrazione degli NOx in funzione della temperatura di fiamma.

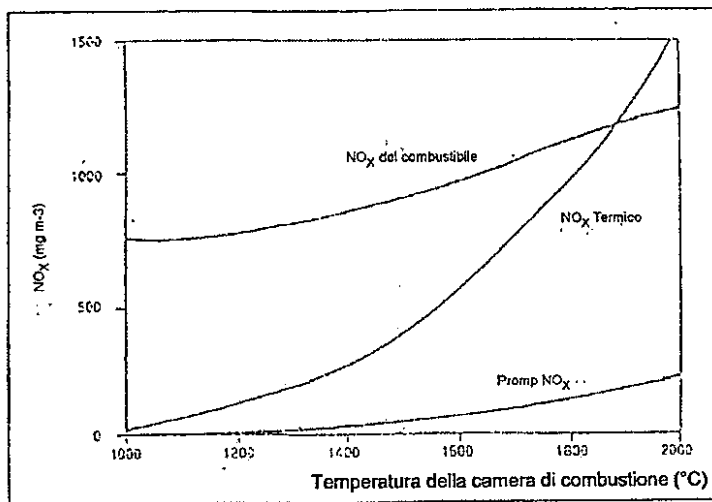


Fig. 3 - Concentrazioni di NOx in funzione della temperatura

In particolare utilizzando combustibili gassosi, quale ad esempio il gas naturale, i meccanismi di formazione degli NOx tipo "Fuel NOx" e "Prompt NOx" sono del tutto trascurabili e gli NOx vengono quasi esclusivamente formati per via termica ("Thermal NOx").

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n.: 4007 BTV 16110 Rev.: 1 Data: 12/10/2012 Pag. 8 di 41</p>
--	--	--

3. Tecniche a disposizione per la riduzione delle emissioni

Per ricondizionare ed adeguare alle Best Available Techniques la caldaia B6, si possono utilizzare tecniche caratterizzate da gradi di complessità ed impatto crescenti.

I metodi di riduzione degli inquinanti, in particolare degli NOx, possono essere suddivisi schematicamente in :

- o Metodi "In-Furnace", ovvero riduzione degli NOx direttamente nel processo di combustione
- o Metodi "Out-of Furnace", ovvero abbattimento degli NOx a valle della loro formazione

Naturalmente è possibile, in base al risultato che si vuole ottenere, ricorrere ad un'opportuna combinazione di essi.

3.1 Tecnologie di riduzione NOx "In-Furnace"

Le tecniche usate per diminuire la formazione di NOx durante il processo di combustione sono basate sui seguenti principi:

Controllo dell'eccesso d'aria. Nei processi di combustione la condizione di eccesso d'aria permette di assicurare un'ossidazione completa del combustibile. La presenza di ossigeno in rapporto superiore a quello necessario a legarsi con il combustibile comporta una disponibilità residua che può combinarsi con l'azoto. Minimizzando tale eccesso si limita la porzione di comburente di aria destinata alla produzione degli NOx.

Combustione a stadi. L'immissione di aria in momenti differenziati all'interno del bruciatore comporta un contenimento della temperatura della fiamma, che influisce positivamente nel limitare la produzione di ossidi di azoto e garantisce nel contempo un'ossidazione completa dei componenti nel passaggio da uno stadio primario di combustione allo stadio successivo.

Ricircolo dei gas di combustione. L'addizione dei gas in uscita dal bruciatore, che contengono prodotti non più reattivi, all'aria entrante nel bruciatore riduce la temperatura di fiamma ed abbassa la concentrazione relativa di ossigeno limitando la formazione degli NOx.

Le modifiche e/o sostituzioni delle parti di impianto che sono state valutate per ridurre le emissioni della Caldaia B6 di Mantova con metodi "In Furnace" sono le seguenti:

- o modifica della ripartizione dell'aria comburente mediante l'introduzione di porte **SOFA**, (**Separated Over Fire Air**) sui quattro angoli della caldaia, al di sopra dei bruciatori. La portata di aria comburente viene ridotta ai bruciatori di circa il 25% (dove si ha una combustione parziale sottostechiometrica) e poi questa portata di aria viene immessa in camera di combustione ad un livello (elevazione) più elevato (Fig. 4).
- o diversa ripartizione del numero di bruciatori dagli attuali N° 16 su 4 piani disposti agli angoli della camera di combustione a N° 12 bruciatori su 3 piani (compressed firing). L'eliminazione del livello più alto dei bruciatori permette la sostituzione degli iniettori gas con altre porte di ingresso aria **COFA** (**Coupled Over Fire Air** per differenziarle dalle SOFA che sono posizionate ad un livello superiore della camera di combustione). La quantità di combustibile che alimentava il livello più alto dei bruciatori viene inviato ai bruciatori posti sui restanti 3 livelli.

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 9 di 41</p>
--	--	---

- introduzione di un sistema di ricircolo fumi (**FGR**, Flue Gas Recirculation) per la riduzione della temperatura di fiamma, parametro responsabile della formazione di ossidi di azoto di tipo "termico".

Porte SOFA

Il metodo più promettente, caratterizzato anche dai minori impatti sulle prestazioni della caldaia (rendimento termico), è senza dubbio la ripartizione dell'aria di combustione, con introduzione di porte SOFA aggiuntive.

La tecnologia SOFA (o eventualmente SOFA abbinata a COFA) è finalizzata all'ottenimento di due differenti zone in cui avviene e si completa la combustione all'interno della caldaia:

- Una prima zona riducente (1) (si veda la figura sottostante) dove i bruciatori lavorano in condizioni sotto stechiometriche.
- Una zona ossidante (2) in cui viene iniettata l'aria necessaria al completamento della combustione, controllando la formazione di CO o il permanere di idrocarburi incombusti.

In questo modo si ottiene una combustione dilazionata in grado di limitare le temperature in camera di combustione contenendo la formazione di NOx.

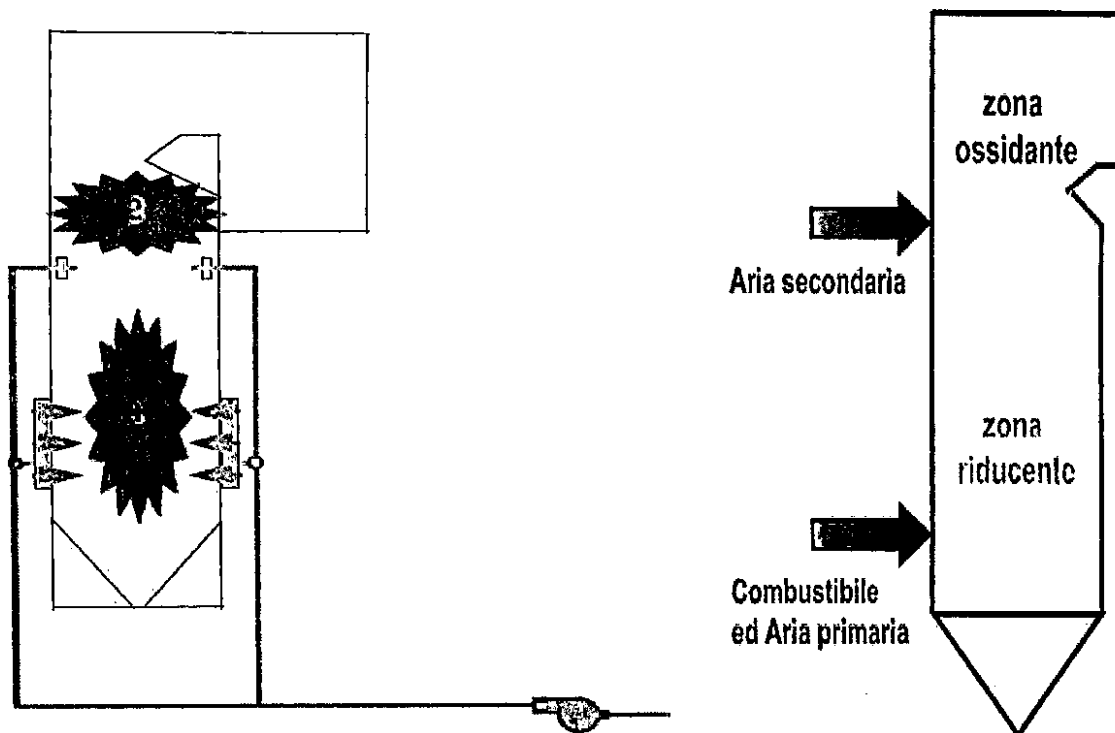


Fig. 4 - Schema di funzionamento del sistema SOFA

Come si può notare dallo schema in figura 4, per adottare la tecnologia SOFA, sono necessarie modifiche ai condotti aria ed alle parti in pressione per l'inserimento degli iniettori

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : I Data : 12/10/2012 Pag. 10 di 41</p>
--	---	--

SOFA stessi. Inoltre per ottenere l'effetto desiderato occorre iniettare l'aria al di sopra dei bruciatori.

La tecnologia SOFA risulta essere più efficiente della sola tecnologia COFA in termini di riduzione delle emissioni di NOx, per via del maggior tempo di residenza della miscela in condizioni sotto-stechiometriche.

Con l'implementazione della tecnologia SOFA si possono ottenere riduzioni degli NOx dell'ordine di 40 – 60 %. avendo inoltre un impatto trascurabile sulle prestazioni e sulla efficienza della caldaia.

Abbassamento del Baricentro della Fiamma (Compressed Firing)

L'abbassamento del centro della fiamma comporta un aumento del tempo di residenza della combustione in condizioni sub-stechiometriche, cioè a temperature più basse.

L'implementazione del sistema "Compressed Firing" per ridurre gli NOx è efficace solo quando adottato congiuntamente con la tecnologia OFA (Fig. 5, tipico lay-out angolo bruciatori).

L'abbassamento del baricentro dei fuochi permette un'ulteriore riduzione rispetto ai valori di NOx che si ottengono con le sole SOFA, dell'ordine di 15 / 20 %.

La tecnologia di combustione "OFA + Compressed Firing" ha un'influenza del tutto trascurabile sulle performance della camera di combustione e sul carico termico in zona bruciatori.

Purtroppo in tali condizioni non risulta possibile limitare la formazione di incombusti e quindi l'emissione di CO.

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boilerenipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 11 di 41

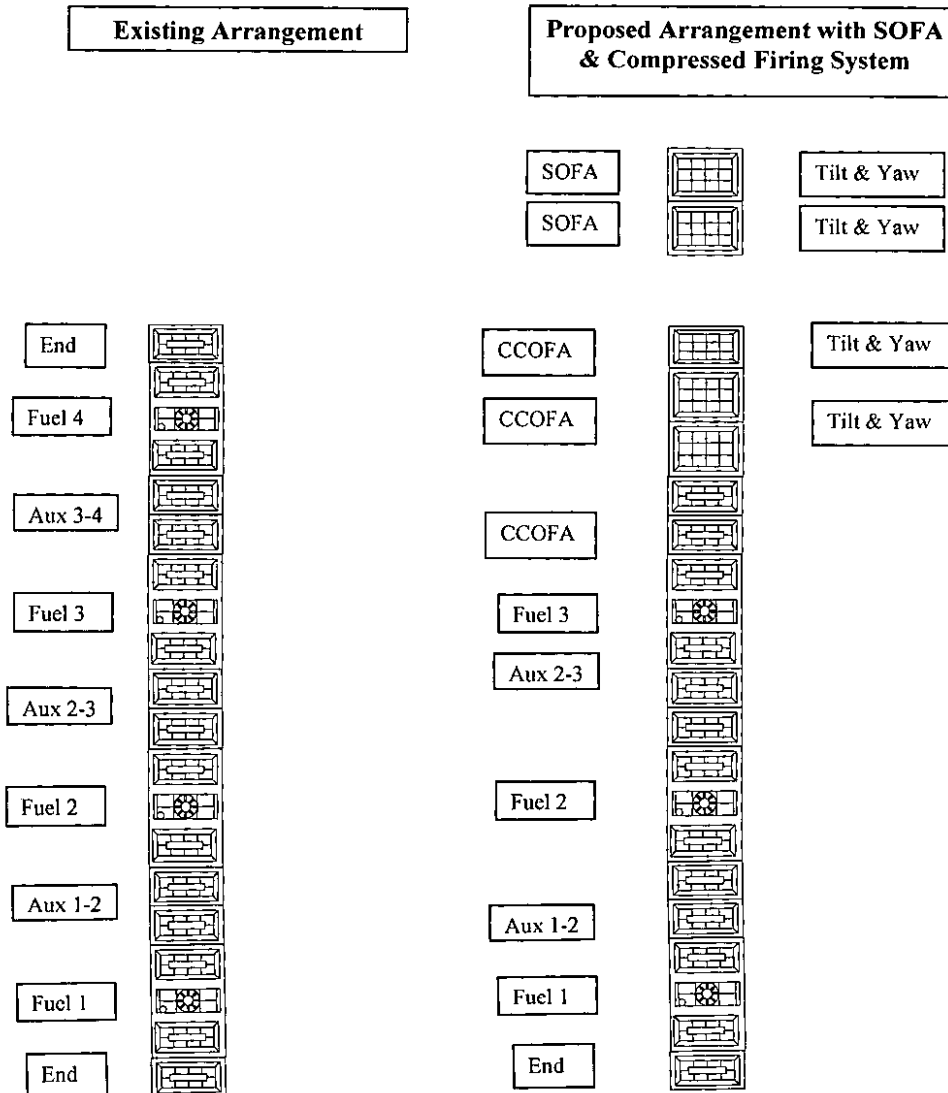


Fig. 5 – Lay out “angolo bruciatori” attuale (a sinistra) o con eventuale sistema di combustione “Compressed Firing, COFA + SOFA” (a destra)

Ricircolo dei Gas di Combustione (Flue Gas Recirculation - FGR)

L'addizione dei gas in uscita dal bruciatore, che contengono prodotti non più reattivi in un nuovo stadio di combustione, all'aria entrante nel bruciatore, riduce la temperatura di fiamma, abbassa la concentrazione relativa di ossigeno e contiene la formazione degli NOx.

Il gas di ricircolo viene prelevato all'uscita della caldaia, prima di giungere al Ljungstrom, ed attraverso un sistema di condotti viene inviato in cassa d'aria. Per vincere le perdite di carico

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boilerenipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

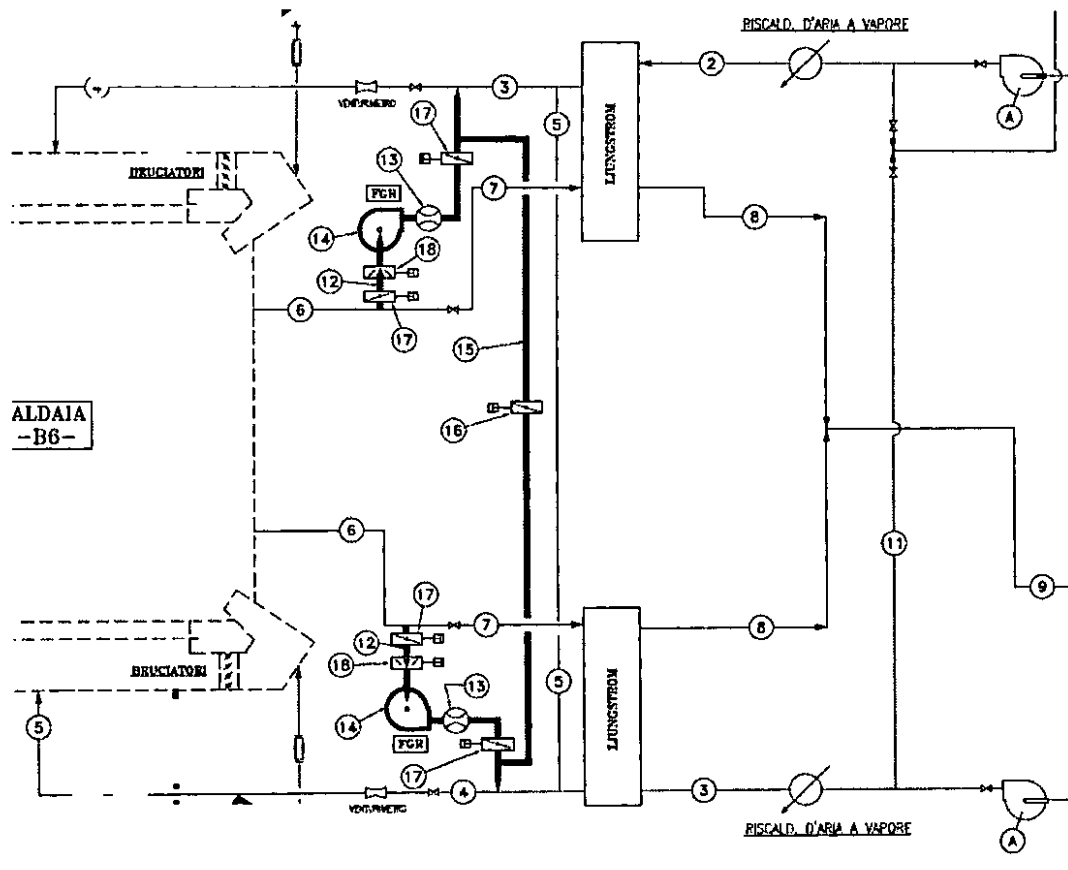
Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 12 di 41

nei condotti e la differenza di pressione tra zona di prelievo dei fumi e l'immissione in cassa d'aria, è necessario installare un ventilatore di ricircolo "GRF - Gas Recirculation Fan" (Fig. 6).



- | | |
|--------------|--|
| Pos. 6 & 7 | - Condotto fumi da uscita ECO a Ljungstrom |
| Pos. 4 | - Condotto aria da Ljungstrom a cassa d'aria |
| Pos. 14 | - Ventilatore di ricircolo fumi |
| Pos. 13 | - Misuratore di portata fumi di ricircolo |
| Pos. 17 & 18 | - Serrande di regolazione portata fumi |

Fig. 6 - Schema ricircolo gas

L'inserimento del ricircolo fumi in caldaia comporta lo spostamento dell'assorbimento termico dalla camera di combustione a valle nel passaggio convettivo aumentando l'assorbimento del surriscaldatore a bassa temperatura e dell'economizzatore. Questo comporta un aumento della temperatura dei fumi all'uscita della caldaia e quindi un peggioramento dell'efficienza della caldaia e la necessità di eseguire una serie di modifiche importanti delle parti in pressione.

ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 13 di 41
---	---	--

Limiti emissivi raggiungibili con le sole tecnologie "In-Furnace"

Alstom ha eseguito una serie di valutazioni sui valori limiti di NOx e CO raggiungibili considerando l'applicazione di ciascuno dei metodi di riduzione "In Furnace" sopra descritti e la loro combinazione a due differenti carichi di Caldaia (80-85% Maximum Continuous Rated, MCR, & 100% MCR):

- o Porte SOFA
- o Abbassamento del Livello dei Fuochi
- o Ricircolo Gas

La Tabella 2 riporta i risultati degli studi di processo ed i limiti attesi e garantiti degli inquinanti NOx e CO (valori a secco @ 3% O₂), utilizzando gas naturale:

CARICO CALDAIA	METODO DI RIDUZIONE "IN FURNACE"	NOx ATTESO mg/Nm ³	NOx GARANTITO mg/Nm ³	CO ATTESO mg/Nm ³	CO GARANTITO mg/Nm ³
100 % MCR	Situazione attuale "Nessun intervento"	380 - 400 (misurato)	-	Trasc. (misurato)	-
100% MCR	SOFA	150 - 175	< 200	50 - 80	< 188
	SOFA + COMPR. FIRING	125 - 150	< 175	60 - 100	< 188
	SOFA + 10% FGR	125 - 150	< 175	60 - 100	< 188
	SOFA + 20% FGR	100 - 120	< 175	60 - 100	< 188
	SOFA + 10% FGR + COMPR. FIRING	125 - 150	< 175	60 - 100	< 188
80 - 85% MCR	SOFA + COMPR. FIRING	119 - 142	< 165	50 - 80	< 140
	SOFA + 10% FGR + COMPR. FIRING	94 - 113	< 125	50 - 80	< 140

Tabella 2 – Emissioni in atmosfera con installazione di soli metodi primari ai carichi 80% MCR e 100% MCR

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 14 di 41</p>
--	--	--

Relazione tra valori di CO ed NOx nei processi di combustione

Dalla tabella si nota che la stima dei CO è compresa nell'intervallo 50-188 mg/Nm³ e dipende dai valori di NOx raggiunti.

In particolare si può notare che i valori di CO sono inversamente proporzionali ai valori di NOx. Più bassi sono gli NOx e più alti sono i valori di CO. Inoltre la quantità di CO che si sviluppa nella combustione del gas naturale segue una legge esponenziale, pertanto quando si esercisce la caldaia per ottenere un valore minimo di emissioni di NOx è sufficiente un piccolo cambio delle condizioni di combustione e/o una perturbazione del carico di caldaia per avere un significativo aumento delle emissioni di CO.

Questo vuol dire che ottimizzando il processo di combustione per ottenere le minime emissioni di NOx, non si possono ottenere nel contempo valori di CO ugualmente bassi.

Le emissioni di CO possono essere limitate solo nel processo di combustione, mentre l'abbassamento dei valori di NOx può essere ottenuto anche con tecnologie esterne alla camera di combustione.

Valutazione dell'impatto dei sistemi "In-Furnace" sulle prestazioni della caldaia

L'installazione di porte di post-combustione "SOFA" e l'implementazione di un sistema "Compressed Firing" hanno, come già anticipato, un'influenza del tutto trascurabile sulle prestazioni della caldaia e sulla sua efficienza.

Infatti l'installazione di questi due sistemi non comporta variazioni apprezzabili dei parametri termici di dimensionamento della camera di combustione e dell'assorbimento di calore delle pareti in zona bruciatori.

Questo non è altrettanto vero per l'installazione del ricircolo fumi che comporta lo spostamento dell'assorbimento di calore dalla camera di combustione a valle di questa, nel passaggio convettivo della caldaia.

Allo scopo di valutare l'impatto effettivo del ricircolo gas sui vari componenti della caldaia B6 di Mantova, Alstom ha eseguito un accurato calcolo termodinamico utilizzando un software di calcolo specifico (RHBP program) sviluppato da Alstom stessa.

Il programma RHBP calcola le performance di caldaia, le performance dei vari componenti del circuito acqua/vapore ed aria/gas, l'efficienza del boiler.

Il modello di calcolo della caldaia B6, costruito con detto programma, è stato quindi messo a punto con gli effettivi parametri rilevati in esercizio allo scopo di rappresentare il modo di funzionamento proprio della Caldaia B6.

L'analisi ha confermato che l'inserimento di un ricircolo gas del 20% della portata dei fumi ha significativi impatti sull'efficienza della caldaia stessa ed è necessario apportare modifiche sostanziali delle parti in pressione, in particolare:

- aumento della superficie del surriscaldatore di bassa temperatura (BT) posizionato nel secondo passaggio fumi. E' risultato necessario aggiungere due loop di tubi in modo da evitare la riduzione della superficie dell'economizzatore.
- sostituzione dei tubi del surriscaldatore BT, situato nel primo passo della caldaia, con tubi di materiali più resistenti alle alte temperature in quanto è stato calcolato che le temperature di metallo superano quelle originarie di progetto.

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boilerenipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 15 di 41

- o sostituzione del collettore di uscita del surriscaldatore BT, delle tubazioni di adduzione all'attemperatore e dello stesso attemperatore in quanto le temperature calcolate superano quelle originali di progetto.

Le parti in pressione che devono essere modificate a seguito dell'eventuale installazione del ricircolo fumi sono illustrate nella sottostante Fig. 7.

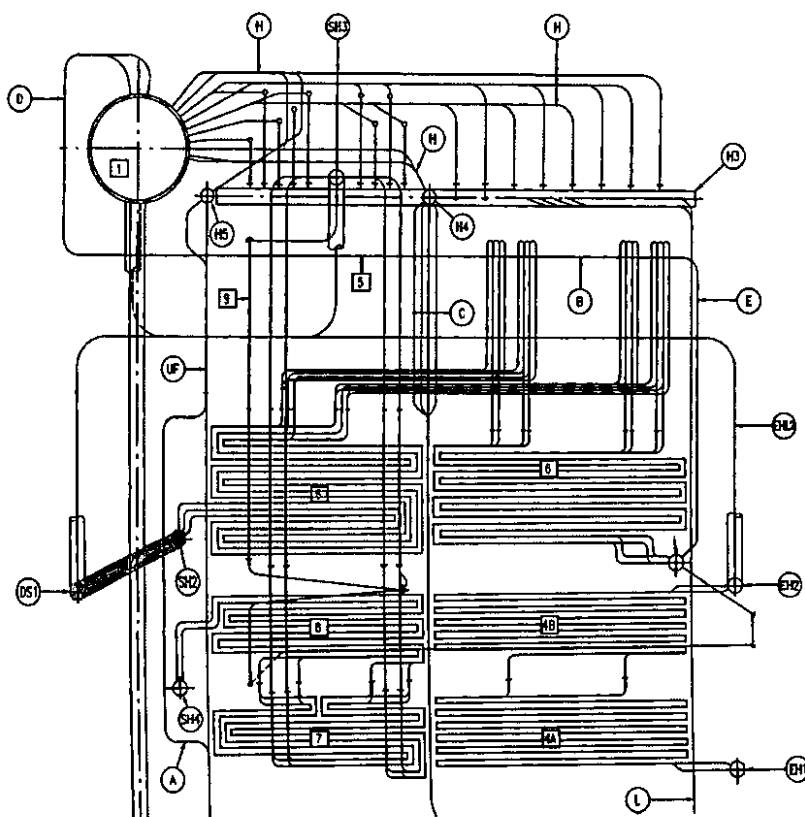


Fig. 7 – Parti in pressione da modificare per introduzione FGR (indicate in rosso)

Selezione delle tecniche "In-Furnace" da applicare alla Caldaia B6

Sulla base dei valori di emissioni attesi, indicati in Tabella 2, e delle valutazioni sull'impatto delle differenti tecnologie primarie sulle prestazioni di caldaia, Alstom ritiene che la soluzione tecnologica più appropriata e nel contempo più economicamente sostenibile è quella che prevede la sola installazione di porte SOFA.

Alstom ed Enipower Mantova hanno convenuto pertanto opportuno procedere nella implementazione dei sistemi di riduzione delle emissioni in due step:

- o installazione delle porte SOFA ed esecuzione di un test di performance della caldaia a carichi differenti per valutare il carico massimo al quale si ottengono i limiti di NOx e di CO richiesti dal decreto "AIA".

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 16 di 41</p>
--	--	--

- nel caso i valori di carico della caldaia individuati durante il test non siano compatibili con le esigenze di Enipower Mantova, si ottimizzerà il processo di combustione per ottenere i valori di CO $\leq 100 \text{ mg/Nm}^3$ richiesti dal decreto "A/A" e si procederà alla implementazione delle metodologie "Out of Furnace" per abbattere ulteriormente gli NOx fino a traguardare i valori richiesti dal medesimo decreto a valle del processo di combustione.

3.2 Tecnologie di riduzione NOx "Out of Furnace"

Non sempre le tecniche "In-Furnace" sortiscono gli effetti desiderati, ovvero il raggiungimento del target fissato in termini di riduzione NOx.

Per l'abbattimento degli NOx a valle del processo di combustione vengono utilizzate principalmente le due seguenti consolidate tecnologie:

- "**Selective Non-Catalytic Reduction - SNCR**": Il processo "SNCR" riduce gli ossidi di azoto (NOx) subito a valle della zona di combustione in caldaia attraverso l'iniezione di una soluzione acquosa di urea nei gas combusti. Il parametro chiave che governa il processo è la temperatura dei fumi (900 – 1200 °C) e la distribuzione del reagente nella zona di iniezione nei fumi.
- "**Selective Catalytic Reduction - SCR**": il processo "SCR" riduce gli ossidi di azoto (NOx) mediante l'iniezione di una soluzione acquosa di ammoniaca in un reattore catalitico.. Prima di accedere al catalizzatore propriamente detto i fumi vengono addizionati della quantità di ammoniaca necessaria allo svolgimento, sulla superficie del catalizzatore, delle reazioni chimiche di riduzione.

La tecnologia "SNCR" si applica con difficoltà alla Caldaia B6 di Mantova in quanto il lay-out dei banchi di scambio termico di questa caldaia non permette un'iniezione della soluzione di urea in una zona in cui le temperature dei fumi siano ottimali per la reazione chimica.

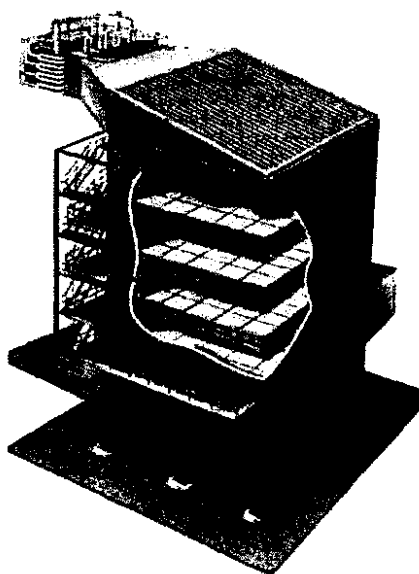
Questa metodologia ha una potenzialità di riduzione degli NOx limitata ad un massimo del 15 – 20% degli NOx provenienti dal processo di combustione ed inoltre un certo residuo di NH₃ può essere trascinato nei fumi a valle e può provocare sporcamenti delle superfici dei banchi di scambio e del Ljungstrom in alcuni casi specifici di funzionamento dell'impianto.

La tecnologia "SCR" è invece molto più flessibile. Il reattore catalitico può essere installato in qualunque punto del condotto che convoglia i fumi dall'uscita della Caldaia al preriscaldatore d'aria Ljungstrom. Inoltre il sistema SCR ha una capacità di riduzione degli NOx presenti nei fumi più efficiente e permette un controllo più accurato dello slipage di ammoniaca a valle.

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 17 di 41</p>
--	--	--

Descrizione del Processo di Riduzione Catalitica - SCR

La Riduzione Catalitica Selettiva (Selective Catalytic Reduction, anche detta SCR) è un metodo per ridurre la quantità di ossidi d'azoto (NOx, soprattutto NO e NO₂) negli scarichi in atmosfera a valle, principalmente, di utilizzatori di combustibili fossili.



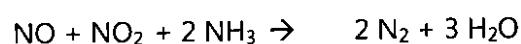
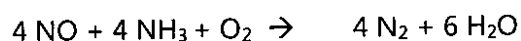
Tipico reattore SCR

L'agente riducente utilizzato per convertire gli ossidi di azoto in azoto gas (N₂) è l'ammoniaca (NH₃).

Il sistema SCR è formato da vari componenti, ma il componente chiave è sicuramente il reattore catalitico. Nel reattore è inserito un catalizzatore, suddiviso in strati, dove avviene la reazione chimica.

Il catalizzatore è composto tipicamente da pentossido di vanadio su un substrato di diossido di titanio, al substrato viene conferita una forma tale da avere un'ampia superficie di reazione e da instaurare flussi di gas paralleli. Gli elementi del catalizzatore vengono realizzati in due forme: a piastre (plate) oppure a nido d'ape (honeycomb).

Prima di accedere al reattore propriamente detto i fumi vengono addizionati della quantità di ammoniaca necessaria allo svolgimento sulla superficie del catalizzatore delle seguenti reazioni chimiche:



Tali reazioni avvengono con proporzione stechiometrica solo al passaggio dei fumi sul catalizzatore. Altre reazioni tra NOx e ammoniaca possono avvenire, ma meno rilevanti. I principali composti prodotti sono quindi azoto e acqua, entrambi innocui. L'ammoniaca

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 18 di 41</p>
--	--	--

iniettata non reagisce completamente nei fumi, e questa quantità non reagita prende il nome di slip di ammoniaca.

La presenza di catalizzatore permette anche di far avvenire le reazioni ad una temperatura più bassa di quella necessaria per attivare la reazione non catalizzata.

L'intervallo di temperatura ottimale di lavoro per un catalizzatore è fra i 250 e 450 °C. Questo intervallo però può essere ristretto a seconda della composizione dei gas esausti.

L'ammoniaca necessaria alla reazione è iniettata nel condotto d'ingresso al reattore, miscelata con aria in modo da garantirne la distribuzione nel condotto.

I gas di combustione miscelati con ammoniaca, dopo aver raggiunto una composizione omogenea, passano successivamente attraverso gli strati di catalizzatore, per poi confluire all'esistente Ljungstrom.

Stoccaggio e dosaggio ammoniaca (rif. allegato 4)

L'ammoniaca necessaria per il processo SCR è stoccata in forma acquosa (NH₄OH), diluita al 20%.

Il serbatoio di stoccaggio ammoniaca (capacità circa 30 m³) è dimensionato per resistere al vuoto ed alla massima pressione positiva che si potrà manifestare a seguito di operazioni di carico/scarico del liquido oppure a causa della variazione della temperatura atmosferica (tra 0 e +40 °C) e lavorerà ad una pressione compresa tra 1 e 1.5 bar (a). Lo stesso sarà equipaggiato con valvola di sicurezza. Il serbatoio sarà dimensionato per 1.5 bar (a).

In queste condizioni di progetto l'apertura della valvola di sfioro può avvenire solo durante le operazioni di carico della soluzione (dall'autobotte al serbatoio di stoccaggio), durante le quali i vapori saranno convogliati nell'autocisterna mediante linea di bilanciamento dedicata, oppure per aumento di temperatura della soluzione fino alla temperatura di equilibrio (circa 60°C) dovuto ad irraggiamento che risulta limitato dalla tettoia a copertura del serbatoio.

Gli eventuali sfiati provenienti dalla valvola di sfioro del serbatoio, che come si è pocanzi accennato saranno saltuari, non saranno comunque convogliati direttamente all'atmosfera, ma verranno abbattuti facendoli gorgogliare in un serbatoio (guardia idraulica) in modo da assorbire i vapori ammoniacali presenti.

La concentrazione di ammoniaca in soluzione nella guardia idraulica sarà periodicamente verificata mediante campionamento e successiva misurazione del pH. Nel caso in cui il pH superi un valore prefissato, si procederà al completo svuotamento della guardia idraulica ed al reintegro.

Lo scarico della guardia idraulica verrà convogliato nel bacino di contenimento del serbatoio di stoccaggio. Al fine di contenere eventuali fuoriuscite accidentali di soluzione ammoniacale dal serbatoio di stoccaggio, quest'ultimo verrà installato all'interno di un bacino di contenimento opportunamente pavimentato ed impermeabilizzato di capacità pari al volume del serbatoio stesso. La tettoia impedirà che l'acqua piovana allaghi il bacino di contenimento. La guardia idraulica sarà dotata di indicatore di livello sia locale che a DCS.



<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaja B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV I6110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 19 di 41</p>
--	--	--

Le acque saranno gestite a smaltimento mediante autobotte. Indicativamente si prevede di dover scaricare la guardia idraulica una volta ogni sei mesi, scaricando circa 1 m3 di reflui.

L'ammoniaca necessaria al processo verrà alimentata al serbatoio di stoccaggio mediante autocisterna connessa alla stazione di scarico tramite tubi flessibili e al sistema di stoccaggio tramite pompa (1x100%).

Al fine di gestire eventuali eventi accidentali, un sistema di rilevazioni vapori ammoniacali e relativi sistemi d'irrorazione acqua industriale per abbattere le eventuali fughe saranno previsti sopra la zona di stoccaggio ammoniaca e quella di caricamento da cisterna.



Due pompe di dosaggio (2x100%, una operativa ed una in stand-by), estrarranno dal serbatoio e invieranno la soluzione ammoniacale alla stazione di preparazione ed iniezione. La soluzione di ammoniaca sarà dosata mediante valvole di controllo in base all'emissione di NOx richiesta, atomizzata con l'ausilio di aria compressa, e contemporaneamente vaporizzata dall'aria calda.

Le concentrazioni della miscela gassosa aria/ammoniaca saranno mantenute ampiamente fuori dai limiti di esplosività. L'aria calda di vaporizzazione sarà trasportata per mezzo di 2x100% ventilatori, e riscaldata da scambiatore elettrico dedicato. A questo punto l'ammoniaca, vaporizzata e diluita, viene miscelata ai gas esausti mediante una griglia di iniezione / mixer.

Il sistema di stoccaggio e dosaggio della soluzione ammoniacale sarà progettato in modo da evitare spurghi continui. Le tubazioni convoglianti la soluzione ammoniacale saranno inoltre progettate in modo da minimizzare le connessioni flangiate che saranno prevalentemente poste all'interno del bacino di contenimento.



La zona di sosta autobotti per il carico del serbatoio sarà opportunamente pavimentata e le acque di dilavamento/meteoriche afferenti saranno convogliate nella vasca di contenimento del serbatoio di stoccaggio.

Le acque provenienti da tale vasca saranno caricate su autobotti e conferite a smaltimento. Indicativamente si prevede di dover scaricare circa 5 m3 di reflui all'anno.

Sistema di controllo emissioni

Il sistema di controllo, da aggiungere al DCS esistente, del processo proposto da Alstom è basato su una concentrazione di NOx costante in uscita dal reattore.

Due analizzatori uno in entrata, a monte del DeNOx ed uno in uscita a valle DeNOx, monitoreranno la concentrazione di NOx.

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler**enipower mantova s.p.a.**
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

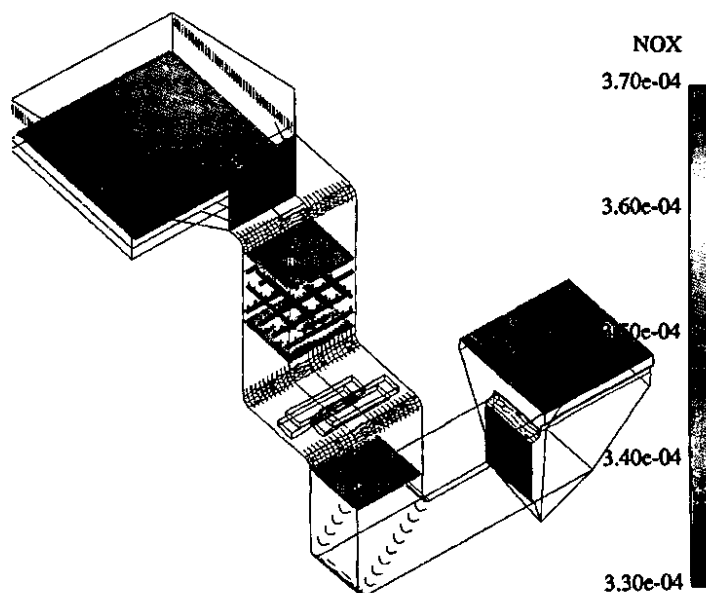
Pag. 20 di 41

Ottimizzazione fluidodinamica del sistema SCR

Il design fluidodinamico si ottimizza attraverso un modello di flusso e calcoli computazionali. Per il sistema SCR il sistema di Computerized Fluid Dynamics (CFD) è stato applicato con successo da Alstom in numerosi progetti in tutto il mondo.

Il CFD è uno strumento veloce e potente utilizzato per indagare diversi fenomeni connessi alla dinamica dei fluidi.

La tecnologia CFD-software e hardware offre la possibilità di esaminare rapidamente e facilmente la maggior parte dei problemi legati al flusso nei sistemi SCR, identificando i punti cruciali e le possibili soluzioni progettuali (ad esempio problemi di miscelazione).



Esempio di modello CFD

Il Reattore SCR

Il sistema SCR "high-dust" è posizionato tra l'uscita dell'economizzatore e l'ingresso del preriscaldatore aria/fumi.

Il reattore SCR riceve gas ad alta temperatura al limite di batteria posizionati dopo la sezione dell'economizzatore. I moduli del catalizzatore sono situati in un reattore verticale.

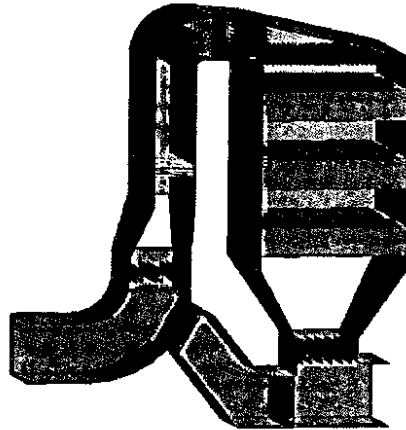
ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler**enipower mantova s.p.a.**
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 21 di 41

**Tipica configurazione SCR**

L'ingresso del reattore verrà progettato con un sistema di deviazione del flusso, raddrizzatura, miscelazione e deflettori al fine di ottimizzare i profili di velocità, temperatura, concentrazione di NOx e il rapporto fra ammoniaca e NOx, pur mantenendo un minimo di perdita di pressione dei gas di combustione. L'ingresso del reattore è stato inoltre studiato per ottenere un flusso parallelo ai canali degli elementi del catalizzatore al fine di evitare l'erosione o l'intasamento del catalizzatore. L'ottimizzazione dei profili è un prerequisito per le prestazioni e per la progettazione del catalizzatore.

Il reattore e i suoi grigliati interni sono progettati per garantire la facilità di carico e scarico del catalizzatore. L'accesso sarà fornito al livello di catalizzatore, compresi i passi d'uomo per controllo interno e grandi porte per la rimozione e la sostituzione del catalizzatore.

Descrizione del catalizzatore

Il reattore deNOx sarà equipaggiato dei moduli di catalizzatore necessari completamente assemblati. Commercialmente gli elementi del catalizzatore sono di due tipologie: "a piastre" (plate) oppure "a nido d'ape" (honeycomb).

Entrambe le tipologie possono essere utilizzate in posizione high dust per caldaie a combustione di carbone o a gas naturale. La differenza è legata alle caratteristiche fisiche e meccaniche, mentre la composizione chimica dei siti attivi è analoga.

Il materiale catalitico utilizzato per i catalizzatori di questo tipo è il biossido di titanio (TiO₂), pentossido di vanadio (V₂O₅) e tungsteno o molibdeno. L'ossido di vanadio è il componente più attivo, usato originariamente per convertire l'SO₂ in SO₃ nell'industria dell'acido solforico. La maggior parte del materiale catalitico consiste in ossido di titanio.

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 22 di 41</p>
--	--	--

La scelta fra le due forme costruttive dipende dalle condizioni operative della reazione e dalla composizione dei gas reagenti.

Il reattore è dunque stato progettato per poter alloggiare indistintamente sia catalizzatori a "nido d'ape" che "a piastre".

L'esperienza Alstom con i principali produttori di catalizzatori nel mondo permette di selezionare e fornire il catalizzatore più adatto ad ogni installazione considerando le sue peculiarità.

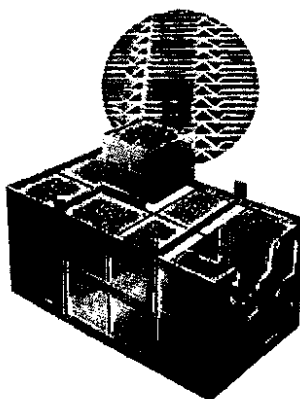
Nella maggior parte dei casi più di un catalizzatore è adatto all'applicazione, ma, a causa delle differenze nella selezione dei materiali e della composizione tra i vari fornitori, le dimensioni dei moduli possono avere taglie differenti.

Per questo progetto sono stati considerati moduli di catalizzatore di dimensioni standard, ovvero approssimativamente lunghi 2 metri, larghi 1 m ed alti 0.65 m minimo.

Inoltre il reattore è progettato per supportare i pesi differenti e le altezze differenti dai vari fornitori, in modo tale che, in caso di sostituzione di uno strato, Enipower Mantova non sia costretta a ricorrere ad un solo fornitore.

Il catalizzatore "a piastre" ha una matrice metallica rivestita di materiale attivo.

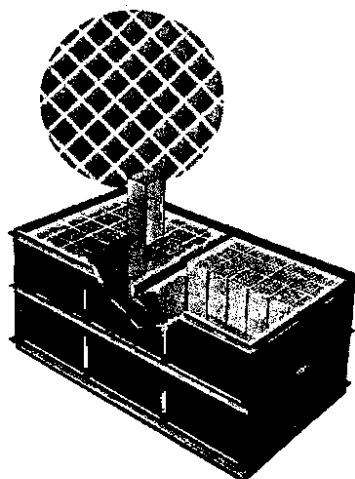
La configurazione a piastre consente al catalizzatore di essere poco suscettibile all'occlusione dovuta al carico delle ceneri, e alle ceneri di grandi dimensioni. Tuttavia la superficie attiva per unità di volume è bassa.



Catalizzatore a piastre

Il catalizzatore di tipo 'honeycomb' è costituito interamente da materiale catalitico estruso a forma di nido d'ape, come illustrato nella successiva figura.

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 23 di 41</p>
--	---	--



Catalizzatore honeycomb

La caratteristica principale di questo tipo di catalizzatore è una alta superficie attiva per unità di volume.

Selezione del tipo di catalizzatore per la caldaia B6 di Mantova

Per l'impianto di Mantova, Alstom prevede l'utilizzo di un catalizzatore honeycomb, installato su un livello.

La minore superficie attiva del catalizzatore plate rispetto al catalizzatore honeycomb, per unità di volume (circa il 30% in meno), comporta una sensibile differenza in termini di volume di catalizzatore installato e quindi un maggior costo iniziale. Inoltre ha un impatto sensibile sulle perdite di carico.

Il catalizzatore honeycomb è universalmente reperibile sul mercato da vari fornitori.

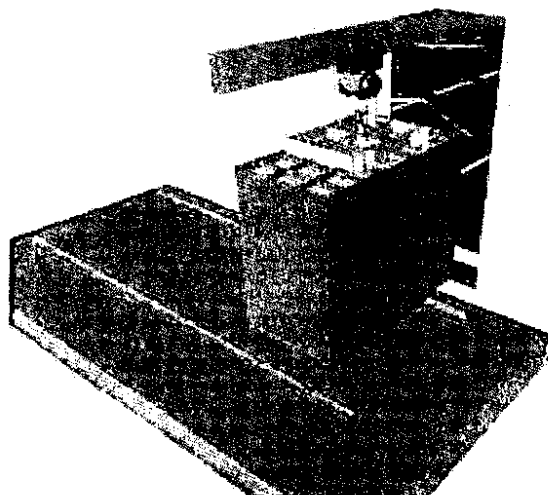
La matrice ceramica del catalizzatore honeycomb consente la sua rigenerazione praticamente fino a fine vita meccanica dello stesso, riducendo l'impatto ambientale per lo smaltimento.

Sistema di movimentazione

Il livello di catalizzatore sarà dotato di passerella di servizio, porta d'accesso per l'installazione dei moduli, passo d'uomo e monorotaia interna fissa/rimovibile per la movimentazione dei moduli.

Il sistema di movimentazione dei moduli è composto da un paranco elettrico per il sollevamento dei moduli da piano terra al piano di servizio ed da uno meccanico rimovibile, utilizzato in ogni livello per la movimentazione dall'esterno all'interno del catalizzatore (vedi schema seguente).

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 24 di 41</p>
--	--	--



Sistema di movimentazione moduli Catalizzatore

Strategia di gestione e monitoraggio del catalizzatore

All'invecchiare della prima carica di catalizzatore, la sua attività diminuisce con un conseguente aumento dello slip di ammoniaca e delle emissioni di NOx. Raggiunto questo stadio è necessario sostituire lo strato installato per riportare le prestazioni al di sotto dei limiti garantiti.

Per stabilire quando è necessaria la sostituzione dello strato di catalizzatore e per ridurre al minimo i costi del catalizzatore, deve esserne monitorata l'attività.

La vita attesa di uno strato di catalizzatore è di ca. 16000 ore.

Un certo numero di campioni di prova rimovibili vengono installati sin dall'inizio con il catalizzatore nel reattore. Questi campioni sono periodicamente rimossi e testati in un laboratorio per verificare la loro attività.

Alstom suggerisce di effettuare annualmente i test mediante la rimozione di diversi campioni di prova dal reattore SCR.

Le analisi di laboratorio dei campioni di catalizzatore, in aggiunta al monitoraggio operativo dati, sono utilizzati per determinare i meccanismi di disattivazione e prevedere l'andamento futuro del catalizzatore.

A fine vita, il catalizzatore esausto può essere o smaltito come rifiuto o sottoposto a trattamento di pulizia e rigenerazione.

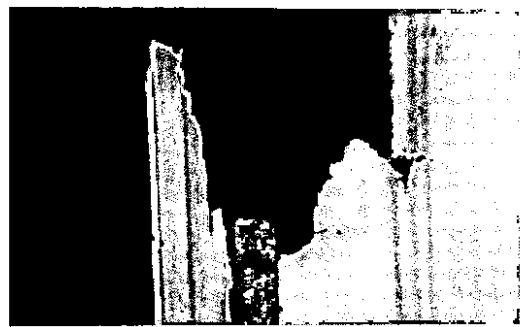
Lo smaltimento del catalizzatore esausto comporta la separazione dei supporti dal materiale catalitico, che può essere smaltito come rifiuto non pericoloso (codice CER 160803).

Indicativamente il peso del materiale catalitico contenuto in ciascun modulo è circa 7.500 kg mentre quello del contenitore metallico è approssimativamente 5.000 kg.

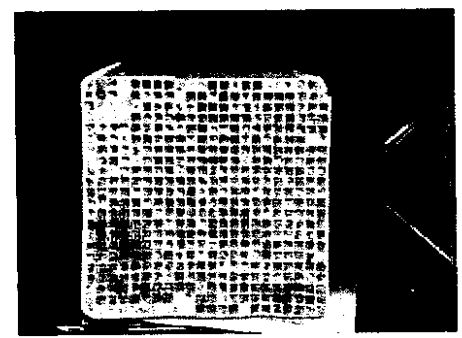
<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 25 di 41</p>
--	--	--

Per quanto riguarda la rigenerazione e il riutilizzo del catalizzatore, il mercato presenta vari possibili processi. La pulizia può essere eseguita 'in situ', con cicli di pulizia ad aria compressa e acqua demineralizzata. Questo metodo è utilizzato specialmente se la causa di disattivazione è l'occlusione del catalizzatore, cioè di natura meccanica. Per migliorare l'attività chimica si può anche procedere disinstallando i moduli (processo off-site) e sottoponendoli a un processo di pulizia chimica e rigenerazione dei siti attivi con bagno in soluzione di pentossido di vanadio. Con questi processi l'attività del catalizzatore esausto può incrementare fino al 90% del valore iniziale.

Il catalizzatore honeycomb è più adatto ad essere rigenerato, perché è totalmente composto da materiale catalitico. Al contrario la matrice metallica del catalizzatore a piastre non consente sempre la rigenerazione una volta danneggiato meccanicamente il substrato catalitico, come mostrato in figura.



Catalizzatore a piastre danneggiato



Catalizzatore honeycomb da rigenerare

La possibilità di rigenerare il catalizzatore migliora l'impatto ambientale riducendo la quantità di catalizzatore da smaltire come rifiuto.

Dimensionamento del sistema SCR

Il sistema SCR è stato progettato da Alstom in conformità alle condizioni operative ed ambientali elencate di seguito, in modo da garantire i valori limiti di $NO_x < = 100 \text{ mg/Nm}^3$ richiesti dalle "AIA".

ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 26 di 41

Le caratteristiche dei fumi di combustione assunte come base di progetto per il sistema SCR sono riportate nella tabella sottostante :

		Carico di Design 100% MCR	50% MCR
- Portata vapore	t/h	385	192
- Portata fumi uscita ECO	Kg/h	370.000	205.000
- Temperatura fumi uscita ECO	°C	395	345
- Pressione fumi uscita ECO	mmH ₂ O	+170	+ 70
- Densità fumi	kg/Nm ³	1,228	1,229
- Contenuto umidità nei fumi	% peso	12,66	12,34
- Densità fumi secchi	kg/Nm ³	1,33	1,31
- Composizione fumi secchi:			
O ₂	Vol%	1,4	2,1
CO ₂	Vol%	10,95	10,55
N ₂	Vol%	87,64	87,35

Le perdite di carico attese del sistema SCR saranno pari a circa 5 mbar.

Il volume di catalizzatore previsto è di ca. 10 m³, distribuito su uno strato costituito da 25 moduli.

Il catalizzatore deNOx è stato dimensionato per le condizioni di carico di design, le altre condizioni di carico risultano sempre verificate.

Utilities e Reagenti richiesti dal sistema SCR

Servizi	Pres. (bar)	Temp. (°C)	Consumi attesi	Note
Aria Strumenti	6 -7	Amb.	25 Nm ³ /h	L'aria strumenti è utilizzata per l'alimentazione della lancia di atomizzazione NH ₃ e per la relativa valvola di regolazione. Non disponendo di informazioni di dettaglio sui tempi di indisponibilità dell'attuale rete aria strumenti si propone di installare un polmone di alimentazione dell'aria compressa per la valvola di regolazione ed

ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 27 di 41
---	---	--

				eventualmente per la lancia di atomizzazione.
Acqua industriale per sprinkler	2-3	Amb.	3200 l/min uso saltuario	
Acqua potabile (per doccia emergenza)	2-3	Amb.	35 l/min uso saltuario	
Ammoniaca acquosa 20%			55 kg/h	- Consumi da verificare a valle dell'installazione porte SOFA - Connessioni autobotte
Energia elettrica			170 kWe	

ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 28 di 41
---	---	--

4. Interventi "In & Out of Furnace" proposti sulla Caldaia B6 di Mantova

Le valutazioni di processo degli interventi "In-Furnace" sono state eseguite dall'Unità "Alstom Power Inc.'s - Thermal Service di Windsor, CT U.S.A" (ex Combustion Engineering), mentre lo studio di processo delle metodologie "Out of Furnace" applicabili alla Caldaia in oggetto, è stato sviluppato dall'Unità "Alstom - Environmental Control System" di Milano.

Le valutazioni effettuate, supportate anche dai dati di funzionamento attuali, confermano che la soluzione tecnica più appropriata e nel contempo economicamente sostenibile prevede l'installazione di porte SOFA e l'installazione di un sistema di abbattimento degli NOx residui con metodologie secondarie del tipo "SCR".

Con l'installazione delle sole porte "SOFA", ottimizzando il grado di ripartizione dell'aria comburente tra zona riducente e zona ossidante, si possono rispettare i limiti di CO richiesti dal decreto "AIA" e si riducono nel contempo i valori di concentrazione degli NOx a valori sufficientemente bassi senza penalizzare le performance e l'efficienza della Caldaia come si avrebbe nel caso di installazione di un sistema FGR.

L'abbattimento degli NOx ai valori richiesti dall' "AIA" viene perfezionato con l'installazione di un sistema "SCR".

La combinazione delle tecnologie "SOFA + SCR" consente quindi di ottenere e mantenere nel tempo i limiti di concentrazione di inquinanti richiesti :

Inquinanti nei Fumi al Camino	Limiti di Emissioni Garantiti (*) @ 3% O ₂ media oraria
NOx eq. ≤	100 mg/Nm ³
CO ≤	100 mg/Nm ³

NOTE:

(*) Tali valori sono garantiti durante l'esercizio della caldaia ai vari carichi escludendo la fase di avviamento e spegnimento della stessa.

Il valore riportato degli NOx include anche l'eventuale emissione di NH₃ ("ammonia slip"), espresso in NOx equivalente, nel caso di impiego di sistemi di abbattimento catalitico.

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 29 di 41</p>
--	--	--

5. Descrizione degli interventi da effettuare sulla Caldaia B6

Nei seguenti paragrafi sono descritti concretamente gli interventi da effettuare sulla Caldaia B6 di Mantova per implementare la soluzione tecnologica descritta in precedenza.

5.1 Installazione delle porte SOFA

Dalle analisi di processo è risultato che la portata di aria necessaria per completare la combustione è circa il 25-30% dell'aria comburente e la posizione ottimale dove inserire le porte SOFA è ai quattro angoli della caldaia sopra i bruciatori alla elevazione di 14.0 mt.

Le dimensioni delle porte selezionate sono 400 mm x 1830 mm circa.

Ogni porta SOFA è costituita da due compartimenti, ciascuno dei quali comprende :

- Serranda di regolazione della portata aria
- Ugelli aria orientabili verticalmente ed orizzontalmente

Il disegno di riferimento è riportato in Allegato 3.

Occorre inoltre eseguire una serie di interventi di modifica sui bruciatori e sulle windbox esistenti (casce convogliamento aria comburente) per limitare la quantità d'aria da inviare ai bruciatori allo scopo di limitare il rapporto tra aria comburente e combustibile. In tale modo si ha una combustione parziale in difetto di aria (sub-stechiometrica) a livello dei bruciatori che poi verrà completata più in alto all'altezza delle porte "SOFA" dove si hanno temperature minori e quindi di zone più sfavorevoli alla formazione degli NOx .

Le porte SOFA verranno installate al "Piano C" di caldaia dove ora sono posizionate le portine di ispezione che dovranno quindi essere spostate (Fig. 8).

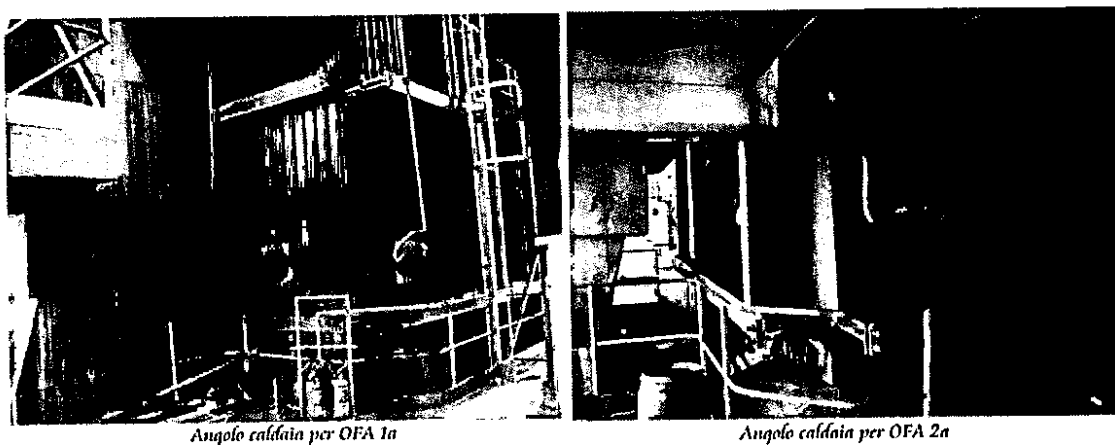


Fig. 8 – Posizione delle attuali portine di ispezione al posto delle quali saranno installate le porte SOFA

ALSTOMAlstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boilerenipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 30 di 41

5.2 Installazione del Sistema Denitrificazione Catalitico – SCR

Alstom ha previsto di posizionare il cassone di contenimento del Catalizzatore al di sopra di una nuova struttura metallica, progettata in accordo alle normative vigenti, che sarà costruita tra l'attuale struttura della caldaia ed il camino. ❖ 1

Inoltre Alstom ha previsto la sostituzione degli attuali condotti gas ai Ljungstroem con nuovo lay out dei condotti gas tra la caldaia ed il cassone di contenimento del futuro Catalizzatore e tra questo ed i Riscaldatori Aria.

I condotti saranno prefabbricati in acciaio di tipo, spessore e rinforzi adeguati alle condizioni di esercizio della Caldaia. Saranno inclusi supporti, giunti di espansioni, portine di ispezione, bocchelli di misura e quant'altro necessario per l'esercizio della Caldaia e la manutenzione ordinaria del sistema.

Potranno essere effettuati occasionali lavaggi delle condotte fumi, non previste nel normale funzionamento dell'impianto. Le eventuali acque di lavaggio/drenaggio provenienti dalle condotte fumi, verranno raccolte nella parte bassa mediante opportune tramogge e convogliate in vasche cieche di raccolta già esistenti sotto i Ljungstroem. Le acque raccolte nelle vasche verranno svuotate mediante autobotti e conferite a smaltimento. ❖ 1

Il cassone di contenimento del futuro Catalizzatore sarà dotato di flange di accoppiamento ai condotti gas per una rapida manutenzione, di apertura laterale flangiata per l'inserimento dei moduli del Catalizzatore ed eventuali portine di ispezione.

Il lay out preliminare dei condotti gas di collegamento tra caldaia e cassone di contenimento catalizzatore e Riscaldatori Aria Ljungstroem è indicato in Fig. 9 dove sono evidenziati in rosso le porte SOFA aggiuntive, la nuova struttura metallica ed il nuovo percorso dei condotti fumi fino al Ljungstroem, mentre in Fig. 10 sono mostrate le fotografie dell'impianto dove sarà installato il cassone in oggetto. ❖ 1

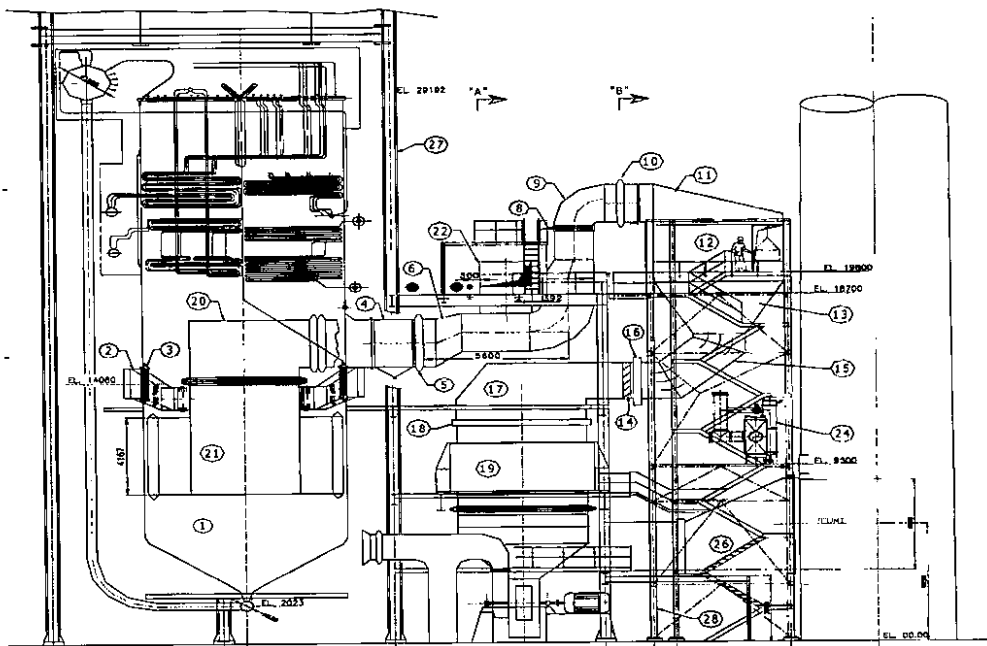


Fig. 9 – Porte SOFA e Catalizzatore SCR

ALSTOM

Alstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler

enipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 31 di 41



Fig. 10 - Foto dell'impianto dove verrà installato il cassone del "SCR"

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 32 di 41</p>
--	--	--

6. Piano degli interventi di adeguamento ambientale

L'intervento complessivo sulla caldaia B6 sarà realizzato in due step.

Nella prima fase si procederà :

- all'introduzione delle nuove porte SOFA ed alla modifica delle parti in pressione interessate dalle nuove aperture nelle pareti membranate,
- alla modifica del sistema bruciatori per adattarli alle nuove portate di aria comburente
- alla modifica dei condotti aria comburente per alimentare le porte SOFA
- alla predisposizione del condotto fumi per l'alloggiamento del catalizzatore (strutture di servizio ed accesso al cassone di contenimento del layer catalitico incluse)
- all'installazione del serbatoio di stoccaggio ed al sistema di dosaggio ed iniezione della soluzione ammoniacale

Questi interventi saranno realizzati entro 2 anni dalla presentazione di questo rapporto tecnico come previsto dall'autorizzazione AIA.

Nella seconda fase si procederà invece:

- al tuning dei parametri operativi
- all'installazione del catalizzatore.

Questi interventi saranno da realizzare nel periodo compreso tra i 30 e i 48 mesi dal rilascio dell'AIA, entro quindi il termine ultimo per l'adeguamento dei livelli emissivi alle BAT.

Gli interventi della prima fase consentiranno di valutare il massimo carico al quale la Caldaia (% MCR) è in grado di rispettare i limiti imposti dal decreto AIA ($\text{NO}_x \leq 100 \text{ mg/Nm}^3$ e $\text{CO} \leq 100 \text{ mg/Nm}^3$) con la sola installazione delle porte "SOFA".

Successivamente si ottimizzerà il processo mediante un tuning dei parametri di combustione per ottenere dapprima valori di $\text{CO} \leq 100 \text{ mg/Nm}^3$ anche a pieno carico ed in seguito, installando il catalizzatore all'interno del cassone, già predisposto in prima fase, abbattere ulteriormente gli NO_x sino al valore di 100 mg/Nm^3 .

La scelta di operare secondo lo schema suddetto (due fasi di implementazione dei sistemi per ridurre gli inquinanti nei fumi) scaturisce dalla necessità di bilanciare la massima produzione di vapore dell'impianto senza penalizzare inutilmente l'efficienza del sistema ed evitare sovradosaggi di soluzione ammoniacale e conseguenti rilasci di NH_3 in atmosfera.

<p>ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler</p>	<p>enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale</p>	<p>Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 33 di 41</p>
--	--	--

7. Allegati:

1. Disegno BUP - 4007 BTD 03410: SOFA - Schema di flusso
2. *Disegno 43858-MDD-03001: Layout generale – stato di progetto*
3. Disegno BUP-4007 BTD 03402: Disegno di Assieme Porte SOFA
4. Schema di Processo SCR : SCR Flow Diagram



ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 34 di 41
---	--	--

ALLEGATO 1

Disegno BUP - 4007 BTD 03410: SOFA - Schema di flusso

ALSTOM

Alstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler

enipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldiaia B6

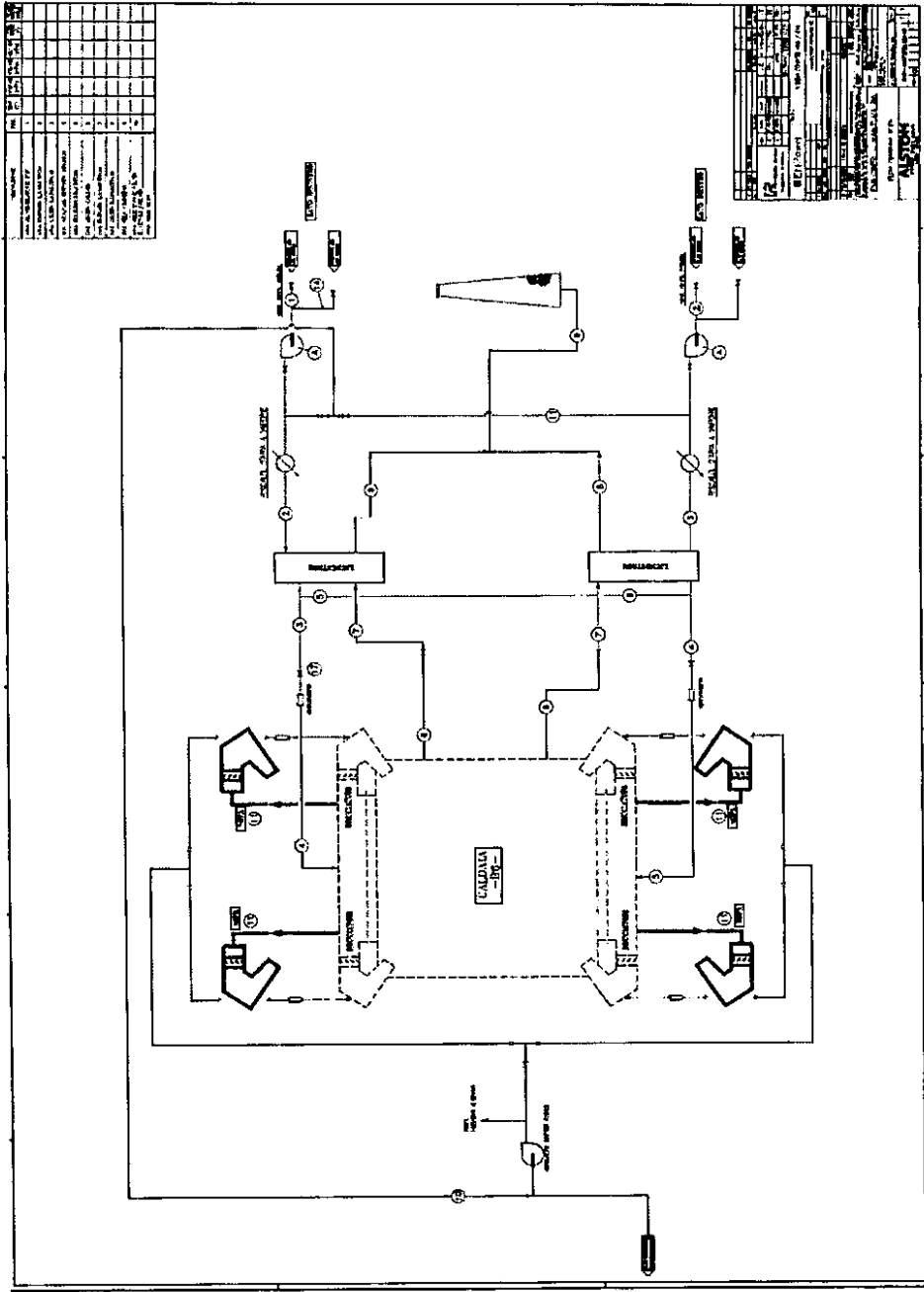
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : I

Data : 12/10/2012

Pag. 35 di 41



ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 36 di 41
---	---	--

ALLEGATO 2

Disegno 43858-MDD-03001: Layout generale – stato di progetto



ALSTOM

Alstom Power Italia S.p.A.
Thermal Services SEE - Boiler

enipower mantova s.p.a.

Stabilimento di Mantova
Caldiaia B6

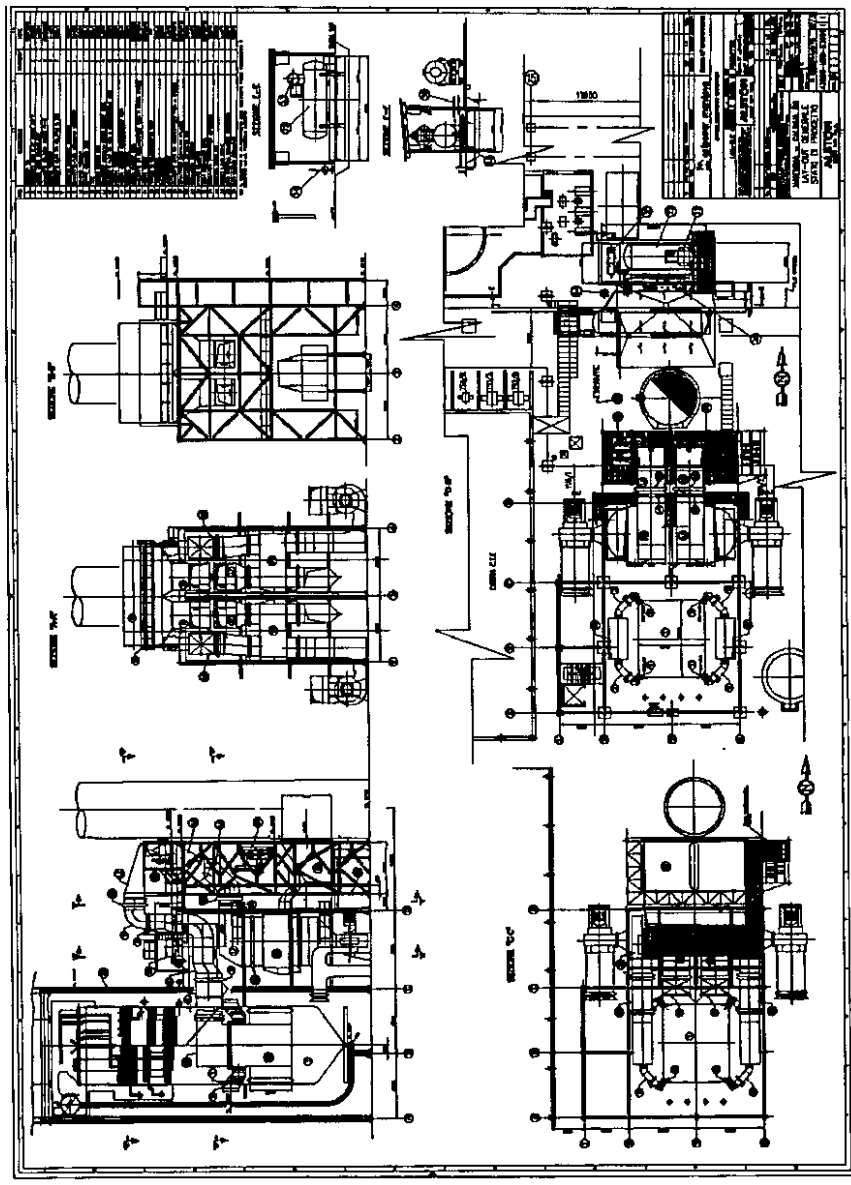
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 37 di 41



ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 38 di 41
---	---	--

ALLEGATO 3

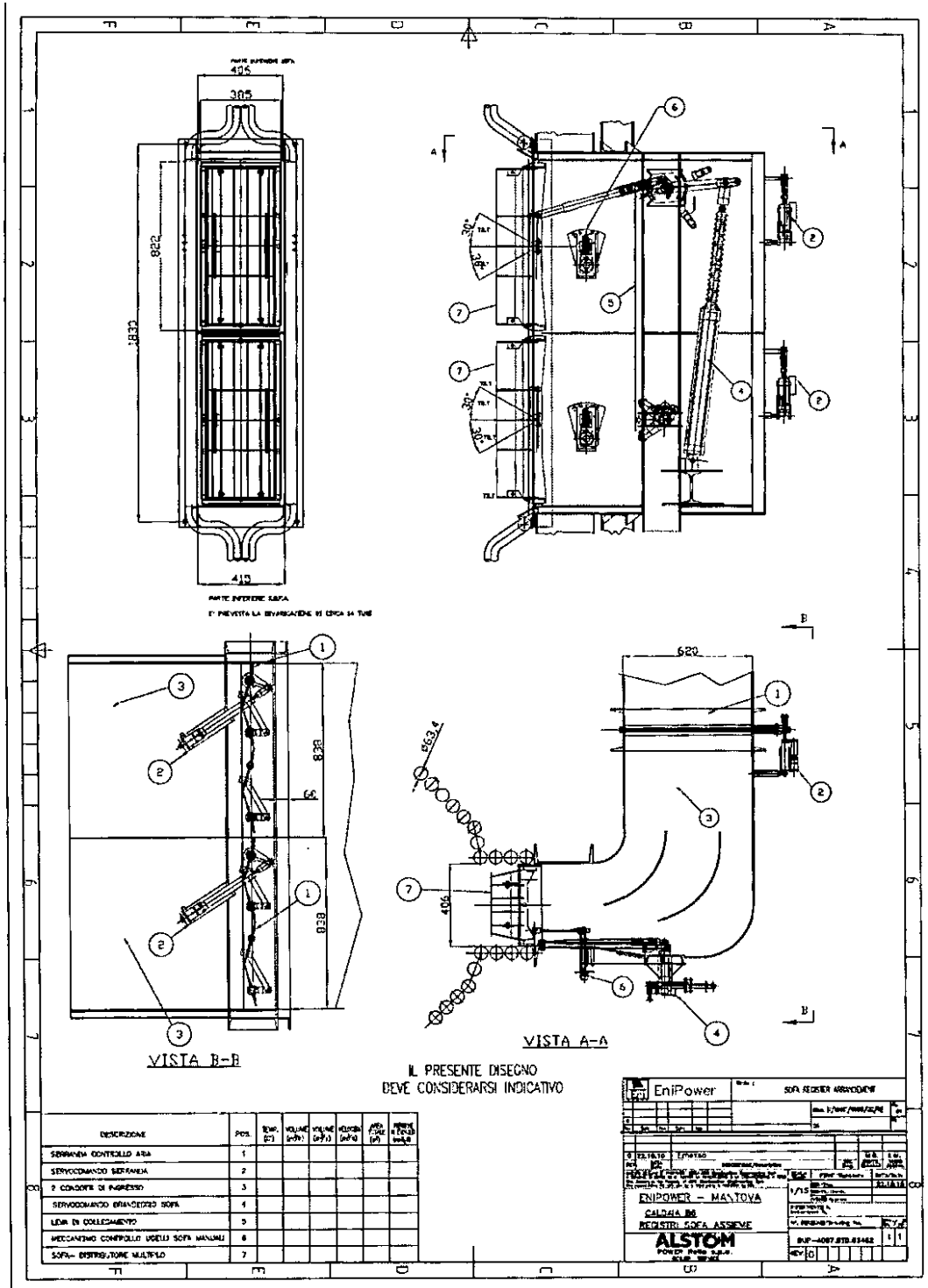
Disegno BUP - 4007 BTD 03402: Disegno di Assieme Porte SOFA

ALSTOM

Alstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler

enipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110
Rev. : 1
Data : 12/10/2012
Pag. 39 di 41



ALSTOM Alstom Power Italia S.p.A Thermal Services SEE - Boiler	enipower mantova s.p.a. Stabilimento di Mantova Caldaia B6 Progetto di massima Riduzione Impatto Ambientale	Doc. n. : 4007 BTV 16110 Rev. : 1 Data : 12/10/2012 Pag. 40 di 41
---	---	--

ALLEGATO 4

Schema di Processo SCR : SCR Flow Diagram

ALSTOM

Alstom Power Italia S.p.A
Thermal Services SEE - Boiler

enipower mantova s.p.a.
Stabilimento di Mantova
Caldaia B6

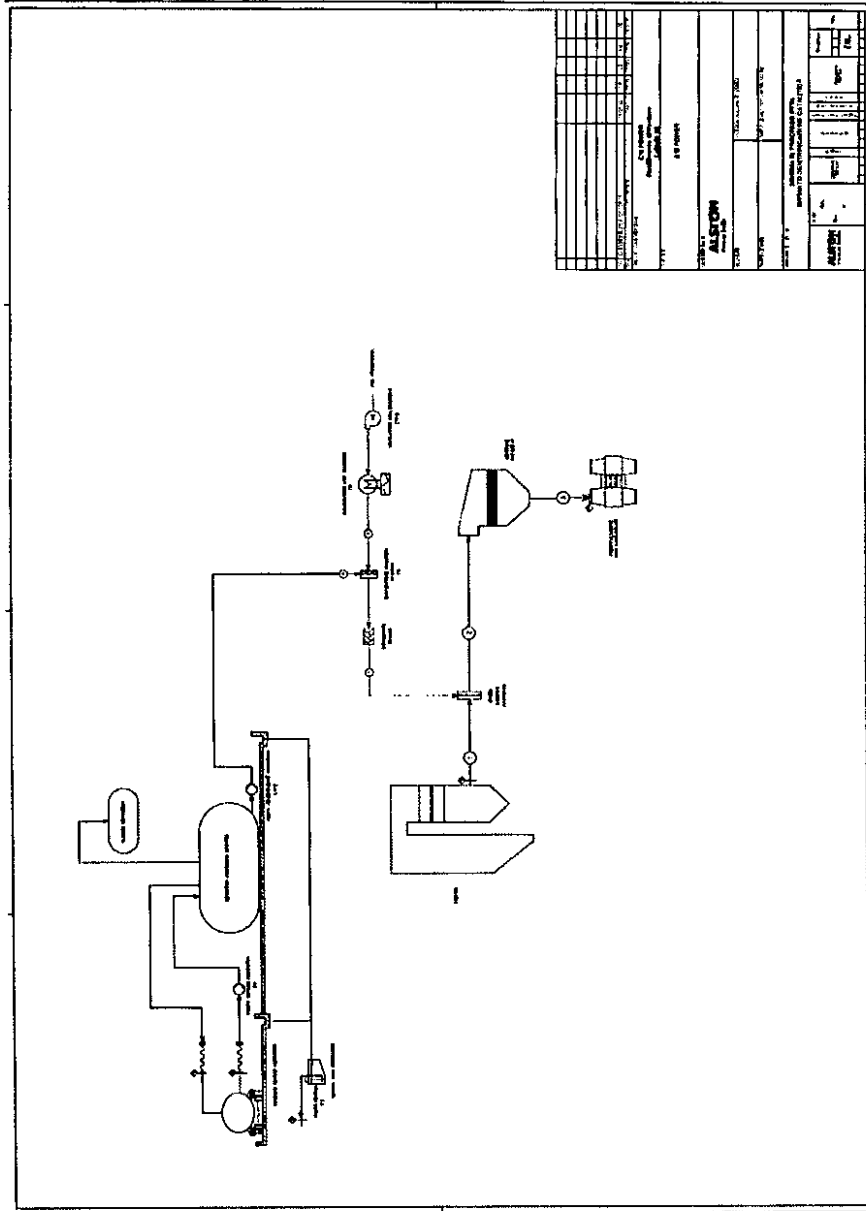
Progetto di massima
Riduzione Impatto Ambientale

Doc. n. : 4007 BTV 16110

Rev. : 1

Data : 12/10/2012

Pag. 41 di 41



REV.	DESCRIZIONE	DATA	PROGETTISTA	VERIFICATO	APPROVATO
01					
02					
03					
04					
05					
06					
07					
08					
09					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					
40					
41					
42					
43					
44					
45					
46					
47					
48					
49					
50					

ALSTOM
ALSTOM Power Italia S.p.A.
Via S. Pietro, 10
40138 Bologna, Italia
Tel. +39 051 28321
Fax +39 051 28322
www.alstom.com