



SPP

Marzo 2010

OGGETTO : Rifiuti gestibili nel deposito preliminare

In riferimento a quanto indicato al punto 23 del verbale della riunione tenutasi in data 11.2.2010 tramettiamo la tabella riepilogativa dei rifiuti gestibili (Allegato1) presso l'impianto di deposito preliminare così come previsto dall'autorizzazione n° 5/2009-R rilasciata dalla Provincia di Pavia in data 20.01.2009.

Il succitato elenco dei rifiuti, autorizzati allo stoccaggio in deposito preliminare, sostituisce analogo elenco (pag 36 Parere definitivo Decreto AIA prot U.prot exDSA-2009-0032142 del 30/11/2009) riferito ad autorizzazione scaduta.



RIFIUTI GESTIBILI NEL DEPOSITO PRELIMINARE (rif. autorizzazione n. 5/2009 - R del 20/01/2010 della Provincia di Pavia)	
CODICE CER	Descrizione (allegato D parte quarta D. Lgs. 152 del 3 aprile 2006)
050103	morchie depositate sul fondo dei serbatoi
050106	fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature
050113	fanghi residui dell'acqua di alimentazione delle caldaie
050114	rifiuti prodotti dalle torri di raffreddamento
060314	sali, diversi da quelli di cui alle voci 06 03 11 e 06 03 13
080111	pitture e vernici di scarto, contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose
100104	ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia
100119	Rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi
120113	rifiuti di saldatura
120117	Materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116
130205	scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati
130310	altri oli isolanti e termoconduttori
150101	imballaggi in carta e cartone
150102	imballaggi in plastica
150103	imballaggi in legno
150106	imballaggi in materiali misti
150110	imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze
150202	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi...
160107	filtri dell'olio
160213	apparecchiature fuori uso, contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alle voci 160209 e 160212
160214	apparecchiature fuori uso diverse da quelli di cui alle voci da 160209 a 160213
160506	sostanze chimiche di laboratorio contenenti o costituite da sostanze pericolose, comprese le miscele di sostanze chim...
160601	batterie al piombo
160602	batterie al nichel-cadmio
160605	altre batterie ed accumulatori
160802	catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi
160803	catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione o composti di metalli di transizione, non specificati altrimenti...
160804	catalizzatori esauriti da cracking catalitico fluido (tranne 16 08 07)
160807	catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose
161106	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce
170106	miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, contenenti sostanze pericolose
170107	miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche, diverse da quelle di cui alla voce 17 01 06
170302	miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 170301
170409	rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose
170411	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410
170504	terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03
170603	altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose
170604	altri materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603
200121	tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio
170405	ferro e acciaio
150104	imballaggi metallici
160801	catalizzatori esauriti contenenti oro, argenti, renio, platino, ecc (tranne 160807)



Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

**Oggetto: NOTA su CALCOLO LIMITI CAMINO S14
(Decreto AIA DSA-2009-0032142 del 30/11/2009)**

Con riferimento al verbale della riunione tenutasi presso la Raffineria di Sannazzaro in data 11.2.2010 allo scopo di valutare il PMC di cui alla AIA in oggetto, ed in particolare a quanto riportato al punto 20 del medesimo verbale, la scrivente Raffineria intende con questa nota precisare le modalità di attuazione della prescrizione con la quale l'Autorità competente ha inteso fissare i limiti all'emissione del camino S-14. In particolare si descrive la modalità con la quale si determinano i limiti per ciascun inquinante previsto dalla normativa in attuazione del punto 3.3 parte I dell'Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06 e la modalità di verifica del rispetto dei suddetti limiti e le pratiche di monitoraggio adottate in attuazione del PMC.

1) Determinazione dei limiti da applicare al Camino S-14

A pag. 33 del Parere Istruttorio viene prescritto:

le emissioni dai camini della centrale devono rispettare puntualmente i valori limite di cui all'Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06, dando atto che, essendo rispettate tutte le condizioni necessarie richiamate dal succitato decreto e che la presenza della centrale consente di ottimizzare il quadro emissivo connesso anche ai gas di raffineria, si può applicare la deroga di cui al punto 3.3 della parte I del citato Allegato

Inoltre a pag. 58 del PMC viene precisato:

E' fatto obbligo in ogni caso di Comunicazione mensile, secondo il quale il Gestore, al termine di ogni mese, è tenuto alla trasmissione all'Ente di Controllo (ISPRA) ed all'Arpa territorialmente competente dei valori di concentrazione media mensile relativi:

- *... bolla ...*
- *alle emissioni in aria per i parametri SO₂, NO_x, Polveri, CO emessi dal camino della centrale S14, per i quali è previsto il rispetto dei limiti di cui all'allegato II al D. Lgs. 152/06 (cfr. pag. 33 del parere), da intendersi su base mensile (seppure non specificato nel parere istruttorio) in quanto misurazioni in continuo relativa a impianti esistenti (cfr. punto 5.1 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06) al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite*

In base a quanto sopra è stato analizzato in dettaglio il Decreto nelle parti citate allo scopo di calcolare i valori limiti di riferimento per il camino S14.

Con riferimento all'Allegato II della Parte V al punto 1 a) è definito l'impianto multicomcombustibile come:

qualsiasi impianto di combustione che possa essere alimentato simultaneamente o alternativamente da due o più tipi di combustibile

Quindi le installazioni afferenti al camino S14 ricadono in questo campo essendo due turbine a gas con annesse caldaie di postcombustione che possono essere alimentate a fuel gas di raffineria o ad olio, tutti autoprodotti dalla Raffineria. Le turbine a gas sono alimentate a fuel gas di raffineria. Per gli impianti multicomcombustibili il riferimento è il punto 3 che è costituito da vari sottopunti che analizzeremo in dettaglio.

3.1 ...l'autorità competente, in sede di autorizzazione, stabilisce i valori limite di emissione per biossido di zolfo, gli ossidi di azoto, le polveri e i metalli nei modi previsti al punto 3.2.

Il Decreto AIA rispetto a quanto sopra prevede (vedi sopra) la definizione ed il rispetto dei limiti per SO₂, NO_x, Polveri e CO per cui si procede all'analisi di tali parametri.

3.2 L'autorità competente applica la seguente procedura:

- a) individuazione del valore limite di emissione relativo a ciascun combustibile ed a ciascun inquinante, corrispondente alla potenza termica nominale dell'impianto secondo quanto stabilito dalla parte II, sezioni da 1 a 6;*
- b) determinazione dei valori limiti di emissione ponderati per combustibile...*
- c) addizione dei valori limite ponderati per combustibile.*

Il Decreto AIA però indica l'applicabilità della deroga al punto 3.3 per cui:

3.3 In deroga al punto 3.2 l'autorità competente, in sede di autorizzazione può applicare le disposizioni concernenti il combustibile determinante, inteso come il combustibile a più elevato valore di emissione, ... sempre che, durante il funzionamento tale combustibile risulti pari almeno al 50% della somma delle potenze termiche fornite da tutti i combustibili...

Per noi quindi il combustibile determinante è l'olio combustibile non però usato in quantità superiore al 50%. Proseguendo il punto 3.3 viene detto:

...Se la proporzione di calore fornito dal combustibile determinante è inferiore al 50% della somma delle potenze termiche fornite da tutti i combustibili, l'autorità competente determina il valore limite di emissione in proporzione al calore fornito da ciascuno dei combustibili, considerata la somma delle potenze termiche fornite da tutti i combustibili, applicando la seguente procedura:...

La Raffineria di Sannazzaro, essendo rispettate tutte le condizioni necessarie richiamate dal succitato decreto (l'impianto multicomcombustibile in oggetto utilizza infatti i residui di distillazione e di conversione del petrolio greggio), applica per il camino S14 la procedura prevista nel punto 3.3 stesso che dice:

- a) individuazione del valore limite di emissione relativo a ciascun combustibile ed a ciascun inquinante, corrispondente alla potenza termica nominale dell'impianto secondo quanto stabilito dalla parte II, sezioni da 1 a 6;*

Le sezioni da 1 a 6 sono suddivise in lettera A (impianti antecedenti 2006) e lettera B (impianti nuovi) quindi noi ricadremmo nel punto A anche con riferimento a quanto riportato nel PMC che indica il *punto 5.1 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06* come riferimento e quindi chiaramente la lettera A. In base a ciò, tenendo conto che la potenza termica nominale dell'impianto è pari a 295 MW, i limiti di ciascun combustibile e per ciascun componente sono:

	SO ₂	NO _x	Polveri	CO
	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
Olio combustibile	1700	450	50	non indicato nelle sez. da 1 a 6
Fuel gas	35	300	5	non indicato nelle sez. da 1 a 6

- b) calcolo del valore limite di emissione del combustibile determinante, inteso come combustibile con il valore di emissione più elevato...Tale valore limite si ottiene moltiplicando per due il valore limite del combustibile determinante, previsto dalla parte II, sezioni da 1 a 6, e sottraendo il valore limite di emissione relativo al combustibile con il valore limite di emissione meno elevato;*

Quindi per il comb. liquido e in base alla tabella sopra i valori limite diventano:

	SO2	NOx	Polveri	CO
	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
Combustibile determinante (olio)	3365	600	95	non indicato nelle sez. da 1 a 6

c) determinazione dei valori limite di emissione ponderati per combustibile...

Tenendo presente che dei 295,34 MW 35,7 MW sono relativi all'olio combustibile e 259,64 al fuel gas si ottengono i seguenti valori limite ponderati:

	SO2	NOx	Polveri	CO
	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
Olio combustibile	407	73	11.5	non indicato nelle sez. da 1 a 6
Fuel gas	31	264	4.4	non indicato nelle sez. da 1 a 6

d) addizione dei valori limite di emissione ponderati per combustibile

	SO2	NOx	Polveri	CO
	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
Valori limite di emissione S14	438	337	16	non indicato nelle sez. da 1 a 6

Per quanto riguarda il CO, visto che le sezioni da 1 a 6 lettera A non indicano alcun limite, si dovrebbe desumere che nessun limite specifico sia stato prescritto al camino S14, fermo restando il limite di bolla complessivo (150 mg/Nm3) prescritto al punto 4. del parere istruttorio.

Al fine di ottemperare comunque a quanto riportato nel parere istruttorio (che cita per il camino S14 espressamente anche il CO) si ritiene applicabile l'unico valore limite riscontrabile nei Dlgs 152/06 (nell'allegato 1 parte IV sezione 1: Raffinerie di Petrolio, sia nell'allegato 2 parte II sezione 7: Grandi Impianti di Combustione) che per il CO prevede sempre il limite di 250 mg/Nm3.

Tabella 1: limiti emissivi del camino S14

	SO2	NOx	Polveri	CO
	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	Mg/Nm3
Valori limite di emissione S14	438	337	16	250

2) Modalità di verifica della conformità ai valori limite di emissione

Nel PMC è indicato come verifica di conformità per il camino S14 il rispetto del limite sui valori medi mensili e tale punto è congruente con quanto citato al *punto 5.1 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06* preso a riferimento. Tale punto recita:

In caso di misurazioni continue, i valori limite di emissione indicati nella parte II, sezioni da 1 a 5, lettere A, si considerano rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che, nello ore di normale funzionamento, durante un anno civile:

- nessun valore medio mensile supera i pertinenti valori limiti di emissione, e
- il 97% di tutte le medie di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per il biossido di zolfo e le polveri, ed il 95% di tutte le medie di 48 ore non supera il 110% dei valori limiti di emissione previsti per gli ossidi azoto

In conclusione la prescrizione relativa al camino S14 si intenderà rispettata qualora i valori di concentrazione degli inquinanti SO2, NOx, CO e Polveri calcolata su fumi secchi e con un tenore di ossigeno di riferimento del 15% (turbine a gas) espressi come media mensile, siano inferiori ai valori di concentrazione riportati nella tabella 1 sopra riportata. Inoltre si intenderà rispettata se per SO2 e polveri il 97% di tutte le medie di 48 ore non supererà i valori di 481 mg/Nm3 per SO2 e 18 mg/Nm3 per le polveri, e se per l'NOx il 95% di tutte le medie di 48 ore non supererà il valore di 371 mg/Nm3.

**Raffineria di Sannazzaro**

TECON - R. Lucarno

Marzo 2010

OGGETTO: Sistema Monitoraggio Emissioni

PREMESSA

La raffineria è dotata di Sistema di Monitoraggio Emissioni sui principali camini di raffineria. Sia sul decreto AIA che nelle riunioni già avute (28/1/2010, 11/2/2010 e 15/2/2010) sono emersi vari punti da chiarire e/o approfondire.

La riunione del 15/2/2010 è stata espressamente centrata sul sistema SME ed a permesso di chiarire molti punti in sospeso. In tale incontro sono stati richiesti alcuni documenti di cui si vede sotto il dettaglio.

Gestione SME

E' stato richiesto l'invio del manuale SME presente nella richiesta di AIA. L'ultimo aggiornamento completo del manuale risale a nov 2009 e viene inviato insieme a questa nota. E' descritta in dettaglio la strumentazione utilizzata, le procedure ed i calcoli effettuati dal sistema, i parametri per stabilire il funzionamento degli impianti, e tutto quanto concerne la produzione dei dati riassuntivi sia per camino che totali di raffineria.

E' stato predisposto anche un manuale di gestione dello SME che illustra, tra le altre cose, le procedure da adottare per la gestione delle anomalie strumentali ed i metodi di stima alternativi proposti. A scopo di esempio, e a supporto di quanto indicato nel manuale come metodo di stima, si invia un confronto effettuato in alcuni mesi del 2009 al camino S01 sui valori di NOx misurati e stimati con il metodo attualmente in vigore per i camini non monitorati (vedi allegato 1).

Nel Sistema di Gestione Ambientale sono inoltre presenti procedure dedicate all'argomento tra cui la principale è la IO 48 "Monitoraggio emissioni" che dettaglia le azioni da mettere in atti per garantire il rispetto dei limiti.

I 3 documenti di cui sopra sono allegati alla presente nota.

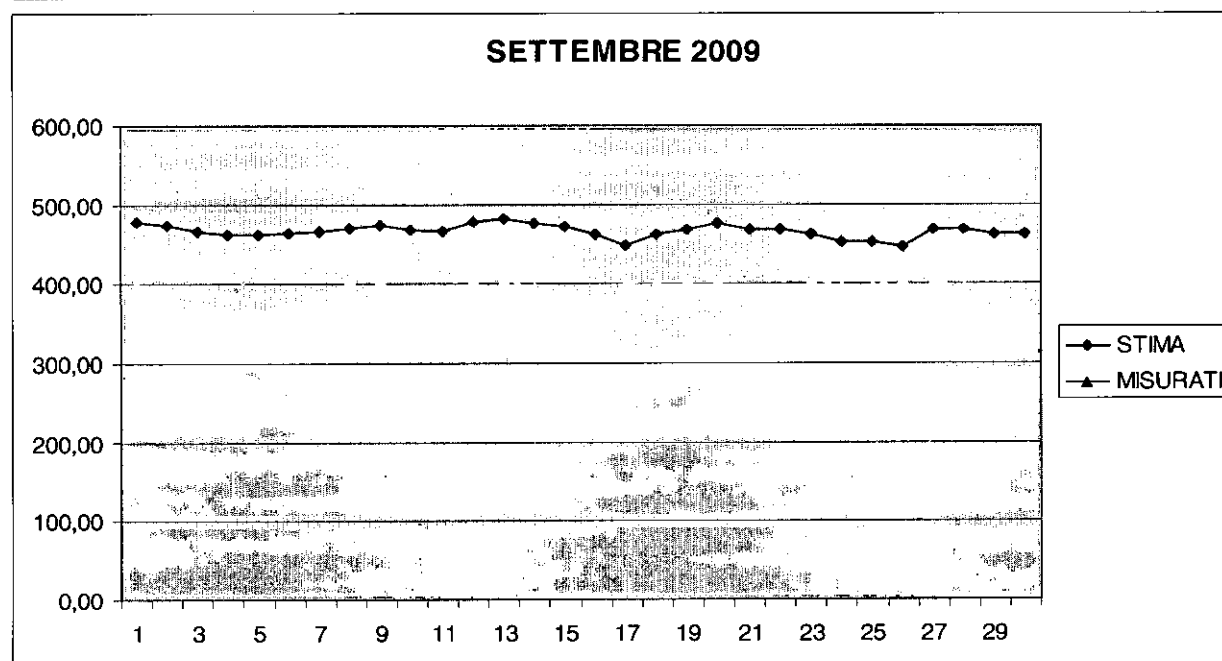
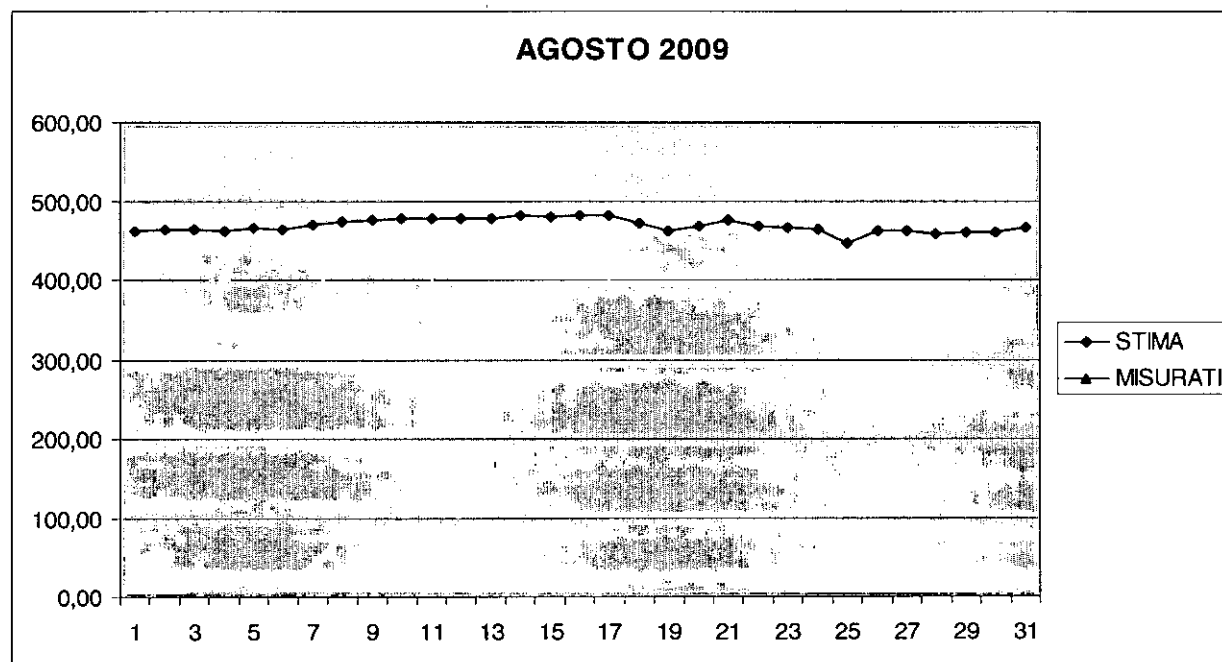
Norma UNI EN 14181

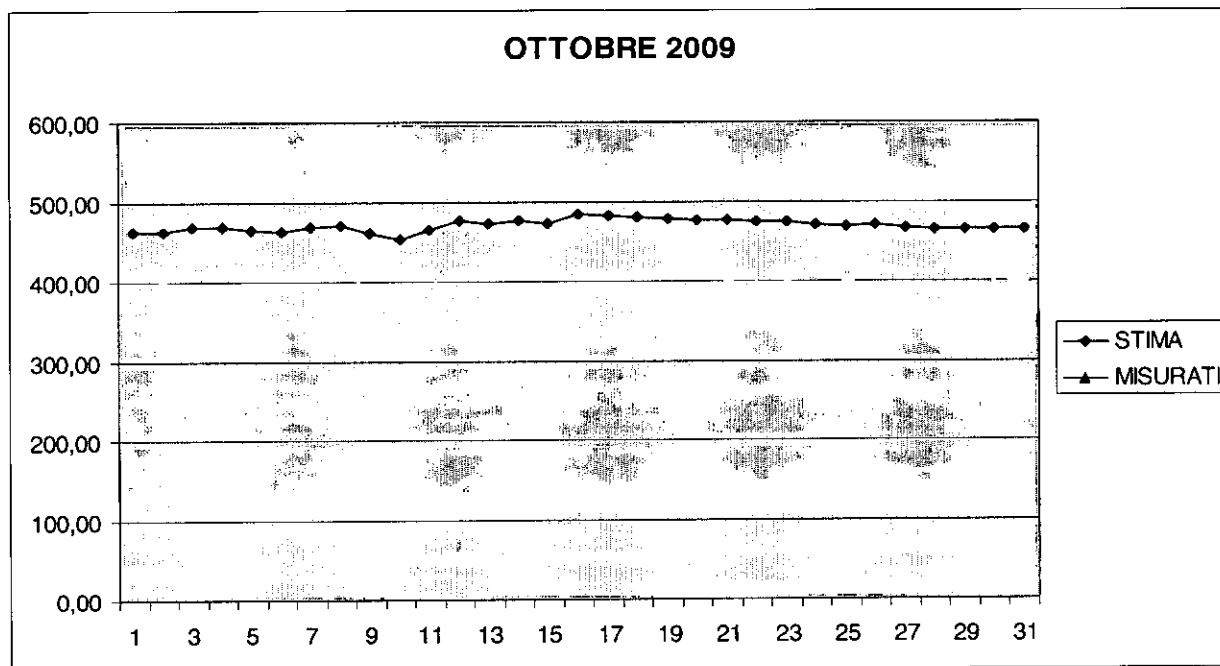
Si allegano a questa nota i certificati QAL1 per la strumentazione installata. Mancano solo i certificati di 2 strumenti di misura delle polveri. A tal proposito viene anche allegata nota tecnica che dettaglia la situazione degli strumenti di misura delle polveri verso QAL1.

Per quanto riguarda l'adeguamento alla QAL 2 si ritiene di attuare quanto richiesto dal primo semestre 2011.

A riguardo della QAL3 dovrà essere strutturato un sistema che consenta di attuare le procedure richieste; si ritiene quindi di renderlo operativo nel corso del 2011.

Allegato 1
Camino S01, confronto fra valori misurati di NOx e stimati







Divisione REFINING & MARKETING
Raffineria di Sannazzaro (PV)

MANUALE di GESTIONE SISTEMA MONITORAGGIO EMISSIONI (SME)

EDIZIONE 1

rev.	data	motivazione	Verifica	Approvazione
00	Febbraio 2010	PRIMA EMISSIONE	GRASSI ROSALBA	LUCARNO RAFFAELLA
01	Marzo 2010	Recepimento commenti	GRASSI ROSALBA	LUCARNO RAFFAELLA
02				
03				

SOMMARIO

SOMMARIO	2
PREMESSA	3
APPLICABILITA'	3
FINALITA'	3
RIFERIMENTI NORMATIVI	3
RESPONSABILITÀ SME	4
DESCRIZIONE SME	6
PUNTI DI EMISSIONE MONITORATI IN CONTINUO	7
PUNTI DI EMISSIONE NON MONITORATI IN CONTINUO	9
CALCOLO DELLE EMISSIONI	10
PUNTI DI EMISSIONE DOTATI DI MONITORAGGIO IN CONTINUO	10
STRUMENTAZIONE ANALITICA MONITORAGGIO IN CONTINUO	11
PUNTI DI EMISSIONE NON DOTATI DI MONITORAGGIO IN CONTINUO STIMA DELLE EMISSIONI	11
BOLLA DI RAFFINERIA	13
CAMINO S14	14
GESTIONE OPERATIVA	15
ELABORAZIONE DATI STIMATI	16
STIMA DEGLI OSSIDI DI ZOLFO (SO₂)	16
STIMA DEGLI OSSIDI DI AZOTO (NO_x)	16
STIMA DELL'OSSIDO DI CARBONIO (CO)	17
STIMA DELLE POLVERI (PLV)	17
PROCEDURE DI ACQUISIZIONE ED ELABORAZIONE DATI	18
GESTIONE ANOMALIE STRUMENTALI	20
MANUTENZIONE	22
ALLEGATO 1 - DEFINIZIONI	23

PREMESSA

Il presente documento descrive le misure tecniche, organizzative e procedurali da adottare per la gestione del monitoraggio delle emissioni di inquinanti provenienti dalla Raffineria, come previsto dal Parere Istruttorio conclusivo della Domanda AIA (DEC-2009-0001803 del 26.11.2009).

APPLICABILITA'

Il Manuale di Gestione dello SME si applica:

- sui camini monitorati in continuo: alle misure in continuo di SO₂, NO_x, CO, O₂ e polveri, nonché ai parametri necessari per la normalizzazione di tali misure rilevate dal sistema di monitoraggio
- sui camini NON monitorati in continuo: alle misure in continuo di SO₂, NO_x, CO, O₂ e polveri, nonché ai parametri necessari per la stima

FINALITA'

Il presente documento definisce i criteri, le responsabilità e le modalità procedurali atte a:

- a - gestire correttamente il sistema di monitoraggio alle emissioni;
- b - assicurare e documentare il rispetto dei valori limite di emissione;
- c - soddisfare le esigenze espresse dalla normativa in materia di controllo delle emissioni, al grado di accuratezza delle misure e della disponibilità dei dati;
- d - assicurare la corretta comunicazione dei dati e delle informazioni verso le autorità competenti per il controllo;

RIFERIMENTI NORMATIVI

I riferimenti normativi finalizzati alla gestione e valutazione dello SME di Raffineria ed alla comunicazione dei relativi dati alle Autorità competenti sono previsti dal Decreto AIA exDSA-2009-0032142 del 30/11/2009 pubblicato su GU n.° 294 del 18/12/2009.

Responsabilità SME

L'organizzazione delle responsabilità all'interno dello SME di Raffineria ha lo scopo di definire un modello a cui attenersi, non strettamente collegato a persone fisiche all'interno/esterno dell'azienda, ma a funzioni della struttura organizzativa, come previsto dalle varie Comunicazioni Organizzative Interne.

Struttura Organizzativa

Il modello di gestione del sistema monitoraggio è di tipo gerarchico, con a capo la figura del Responsabile del Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (DIR).

Direttamente subordinati ad esso sono:

- ❖ il Responsabile Tecnico (R-TECON)
- ❖ il Responsabile dei Rapporti con gli Enti di Controllo (R-SPP)
- ❖ il Responsabile Operativo (R-SERTEC)

Tutti gli operatori (sia interni alla Raffineria, sia appartenenti a Ditte Terze) che eseguono materialmente i lavori fanno riferimento ad uno dei responsabili sopra citati.

Responsabile del Sistema SME

Il responsabile del Sistema SME ha il compito di:

- Destinare mezzi e risorse necessarie per il mantenimento degli obiettivi di qualità ed efficienza del sistema SME;
- Coordinare al meglio le attività per il raggiungimento dei programmi sopra citati;
- Individuare le risorse appropriate, sia tecnologiche che umane, per un piano di sviluppo del sistema;
- Effettuare quanto in proprio potere per fare in modo di garantire una salvaguardia dei dati in tutte le condizioni di esercizio;
- Approvare la documentazione proveniente dalla gestione del sistema
- Definire la lista delle figure responsabili all'interno del sistema;

Responsabile Tecnico

Il responsabile Tecnico ha il compito di assicurare:

- Che le specifiche tecniche dei materiali (strumenti - materiali di riferimento) siano conformi alle esigenze di misura;
- La pianificazione delle operazioni di manutenzione ordinaria da effettuare sul sistema;
- La pianificazione delle operazioni di taratura sugli strumenti da effettuare periodicamente;
- La manutenzione straordinaria, e verificare che i tempi di esecuzione dei lavori rientrino nei tempi prescritti;
- La verifica e l'approvazione della documentazione tecnica riguardante strumenti necessari per le operazioni di manutenzione, tarature o prove
- L'aggiornamento del QUADERNO DI MANUTENZIONE E GUASTI
- L'acquisizione di tutti i rapporti provenienti dalla gestione del sistema (manutenzioni, tarature, verifiche), approvarli e provvedere all'archiviazione degli stessi.

Responsabile dei Rapporti con gli Enti di Controllo

Il responsabile dei Rapporti con gli Enti di Controllo ha il compito di assicurare:

- La gestione delle comunicazioni e i rapporti con gli enti di controllo ambientale territoriale in materia di trasmissione dati e report;
- La pianificazione dei campionamenti periodici obbligatori a cui il sistema deve essere sottoposto;
- La verifica della conformità dello SME riguardo alle nuove leggi varate dopo la messa in servizio;
- L'aggiornamento del personale interessato ed in particolare il Responsabile Operativo sui mutamenti del quadro legislativo in materia di Emissioni Convogliate.

Responsabile Operativo

Il responsabile Operativo ha il compito di assicurare :

- L'integrazione dello SME all'interno dell'attuale Sistema di Gestione Ambientale di Raffineria
- L'aggiornamento di tutto il materiale riguardante lo SME, eliminando anche quello non più necessario.
- L'aggiornamento di tutto il personale di Raffineria riguardo alle modifiche o aggiornamenti del sistema secondo quanto previsto dal Sistema di Gestione Ambientale
- La supervisione sui parametri da monitorare anche in collaborazione con i Responsabili delle SOI
- Supportare il Responsabile Tecnico nell'individuazione di eventuali necessità di interventi manutentivi straordinari a seguito di analisi tecniche dei parametri operativi impiantistici.

Descrizione SME

La raffineria di Sannazzaro è dotata di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), costituito da un insieme di strumenti e programmi di acquisizione, elaborazione e presentazione delle misure di concentrazione di alcuni componenti presenti nelle emissioni gassose caratteristiche dei processi industriali quali SO₂, NO_x, CO, Polveri e Ossigeno.

Questo insieme di programmi di elaborazione viene eseguito su server dotati di un apposito sistema operativo che colloquia, mediante opportune interfacce, con la strumentazione di prelievo, trattamento e misura posti in adeguate cabine in prossimità dei punti emissione.

Il cuore del sistema di elaborazione è basato su un prodotto software di acquisizione e controllo commerciale a cui sono stati affiancati una serie di moduli per la realizzazione delle funzionalità applicative più specifiche.

I moduli applicativi eseguono le funzioni di elaborazione di legge e la produzione dei report richiesti dalle Autorità di Controllo.

In particolare lo SME realizzato presso la Raffineria di Sannazzaro si avvale:

- ❖ di misure in continuo sui sei camini principali (S1, S5 old, S5 new, S10, S13, S14)
- ❖ dei valori calcolati sui restanti camini (S2, S3, S6, S7, S12, S15, S16).

Il Sistema di Monitoraggio delle Emissioni è disponibile in visualizzazione a tutta la raffineria sulla rete intranet locale e nelle sale controllo su postazioni appositamente dedicate al personale operativo d'impianto, il quale attraverso le Procedure del Sistema di Gestione Ambientale esegue il controllo operativo mettendo in atto tutte le azioni correttive necessarie a contenere le emissioni secondo le soglie interne fissate dalle vigenti Procedure del SGA Certificato secondo le Norme ISO 14001.

Per la descrizione dettagliata del funzionamento di ogni singolo camino si rimanda al "Manuale di gestione dello SME".

Di seguito un dettaglio dei camini con la relativa tipologia di monitoraggio:

Punti di Emissione Monitorati in Continuo

I punti di emissione da combustione stazionaria le cui emissioni vengono monitorate in continuo sono:

<u>CAMINO</u>	<u>IMPIANTI</u>	<u>MONITORAGGIO</u>
S01	Topping 1 (DP1) e Vacuum	CONTINUO
S05 *	Impianto FCC. Tale camino rappresenta le emissioni complessive dell'Impianto FCC, ed è costituito dall'insieme dei seguenti due camini:	
S05 old	S05 old - Camino a valle elettrofiltro mantenuto caldo per entrare in servizio in caso di necessità	CONTINUO
S05 new	S05 new - Camino in cui convogliano i fumi dell'impianto Belco che costituisce il sistema di abbattimento SO2 dei fumi da FCC	CONTINUO
S10	Zolfo 2, Zolfo 3 e Zolfo 4	CONTINUO
S13	Reformer Catalitico 3 (RC3) idrodessolforazione 2 (HDS2) Naphta Hydrobon impianto idrogeno (Steam Reformer) Gassificazione (IGAS) Topping 2 (DP2) Visbreaker Hydrocracker 1 (HDC1) Hydrocracker 2 (HDC2) Deasphalting	CONTINUO
S14	Centrale Termoelettrica costituita da: TG5-F300 TG6-F400	CONTINUO

*** S05 camino unico**

I fumi in uscita dall'impianto FCC sono depurati in due sezioni, un elettrofiltro per l'abbattimento delle polveri ed una sezione di lavaggio fumi per l'abbattimento dell'SO2. Tra le due sezioni è presente un camino (nominato S05 old) che in casi di malfunzionamento della sezione di lavaggio (impianto BELCO) può ricevere tutti i fumi in uscita dall'FCC.

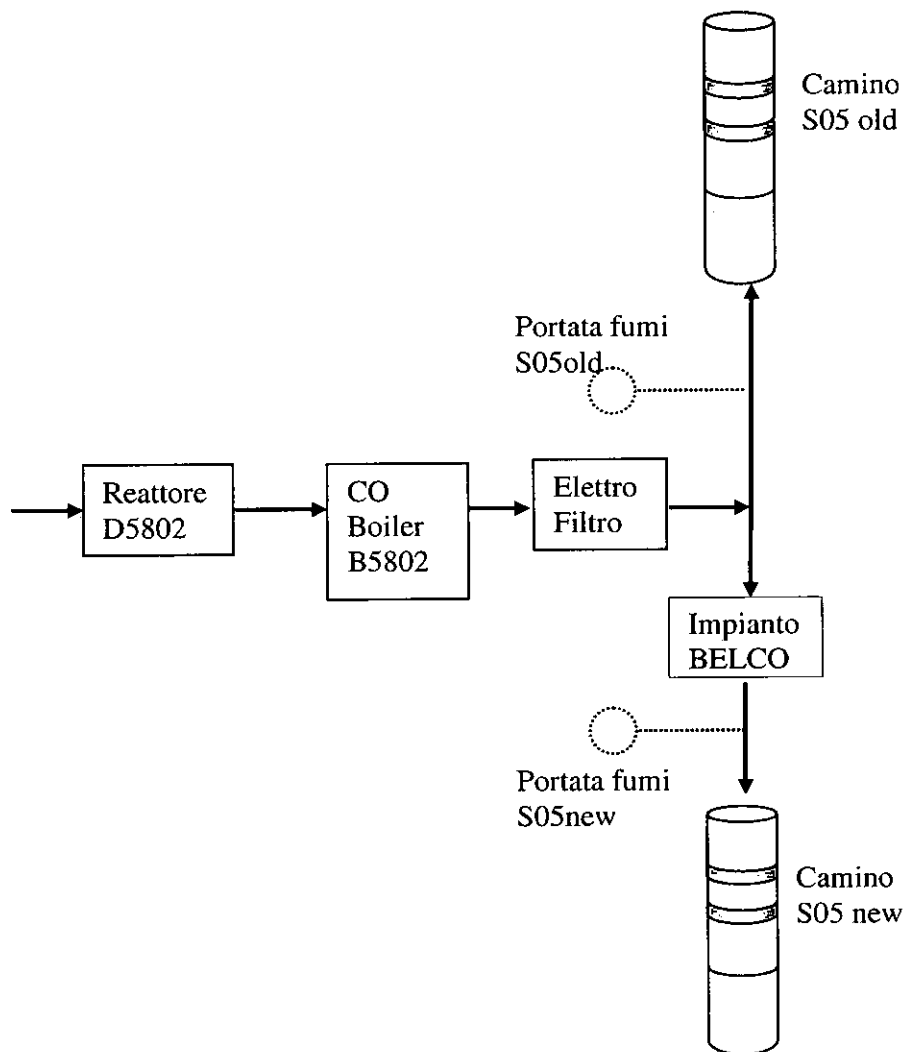
Per motivi di sicurezza impiantistica, tale camino è mantenuto alla temperatura di funzionamento mediante un continuo flussaggio di fumi.

Per determinare i valori di emissione dell'impianto sono state installate due distinte cabine di monitoraggio. I valori di emissione dell'impianto FCC sono calcolati come

somma ponderale dei contributi parziali di S05 old e S05 new. Le soglie di attenzione sono riferite all'S05 camino unico.

La portata totale al camino S05 è data dalla somma delle portate misurate ai camino S05 old e S05 new con dedicata strumentazione.

Di seguito uno schema semplificato dell'assetto del camino S05:



Punti di Emissione NON Monitorati in Continuo

I punti di emissione non monitorati in continuo sono:

CAMINO	IMPIANTI	MONITORAGGIO
S02	PRT	discontinuo
S03	RC2	discontinuo
S06	ALKY	discontinuo
S07	ALKY	discontinuo
S12	F50	discontinuo
S15	HDS1 - HDS3 - TIP - ISOSIV	discontinuo
S16	CD-TECH	discontinuo

Il dettaglio delle modalità di elaborazione dei dati di emissione per le tipologie di monitoraggio di cui ai punti precedenti sono dettagliate nel paragrafo seguente.

Per il dettaglio delle caratteristiche tecniche-funzionali, delle metodologie di elaborazione dei codici monitor e di stato monitor utilizzati dell'analisi in continuo delle emissioni dei camini situato nella raffineria, si rimanda al "Manuale SME".

Calcolo delle emissioni

I criteri elaborazione utilizzati dal sistema monitoraggio emissioni per la stima del dato complessivo della raffineria prevede i seguenti aspetti:

- Calcolo degli apporti provenienti dai punti di emissione dotati di monitoraggio in continuo;
- Stima dei parametri per i punti di emissione privi del sistema di monitoraggio in continuo;
- Elaborazione del dato complessivo della raffineria.

Punti di emissione dotati di monitoraggio in continuo

Il sistema di misura in continuo per le emissioni provenienti dai camini S01, S05 new, S05 old, S10, S13 e S14, che costituiscono circa il 90% delle emissioni totali, prevede l'acquisizione dei seguenti parametri:

- Ossidi di Zolfo
- Ossidi di Azoto
- Ossido di Carbonio
- Ossigeno
- Polveri

Lo SME è dotato inoltre di strumentazione analitica ausiliaria per l'analisi in continuo delle emissioni, composta dai seguenti rilevatori e trasmettitori installati sulle pareti del camino ad una opportuna quota.

- Temperatura Fumi
- Pressione Fumi
- Portata Fumi

Sia le sonde del sistema di prelievo che gli analizzatori di Polveri (PLV) ed i trasmettitori di portata fumi (QF), pressione fumi (PF) e temperatura fumi (TF) sono montati sulle pareti del camino con le modalità previste dalla normativa UNI 10169.

Il sistema di elaborazione prevede:

- Il calcolo dei flussi di massa per gli Ossidi di Azoto, per gli Ossidi di Zolfo, Ossido di Carbonio e Polveri;
- Il calcolo della portata fumi normalizzata, secca e riferita al tenore di ossigeno prescritto per il punto di emissione;

I dati ottenuti dalle elaborazioni possono essere utilizzati per il calcolo delle emissioni complessive.

Strumentazione Analitica monitoraggio in continuo

La strumentazione analitica prevista per l'analisi in continuo delle emissioni è composta da una serie di analizzatori installati nella cabina analisi disposta ai piedi del camino e di altri strumenti installati sulle pareti del camino ad una opportuna quota.

In particolare sono montati in cabina, analizzatori di Ossido di Carbonio (CO), Ossido di Zolfo (SO₂), Ossidi di Azoto (NO) e Ossigeno (O₂).

Il campione analizzato viene prelevato dal camino mediante una sonda di prelievo dotata di filtro e trasportato alla cabina mediante una linea termostata.

All'interno della cabina il campione viene essiccato per mezzo di un gruppo frigo e distribuito ai diversi analizzatori. I flussi e le portate del campione prelevato sono assicurati mediante una pompa di prelievo e una serie di regolatori di portata gestiti da un sistema di controllo basato su PLC.

Da notare che tutte le cabine prevedono la ridondanza sul sistema di prelievo e trattamento del campione.

Sia le sonde del sistema di prelievo che gli analizzatori di Polveri (PLV) ed i trasmettitori di portata fumi (QF), pressione fumi (PF) e temperatura fumi (TF) sono montati sulle pareti del camino con le modalità previste dalla normativa UNI 10169. A tale proposito si rimanda ai disegni meccanici di ogni punto di emissione.

Punti di emissione non dotati di monitoraggio in continuo

Stima delle emissioni

I dati in concentrazione stimati sono espressi come valori di flussi di massa e riferiti, per la portata fumi, al tenore dell'ossigeno di riferimento.

Sono quindi immediatamente utilizzabili per il calcolo delle emissioni complessive.

Il valore stimato si intende al secco e riportato all'ossigeno di riferimento del specifico impianto e combustibile.

Le procedure di stima utilizzate per i punti di emissione privi del sistema di monitoraggio in continuo sono:

- Per SO₂: calcolo stechiometrico in base alla qualità e quantità di combustibile utilizzato;
- Per NO_x: stima dei valori di emissione attraverso l'applicazione dei fattori di emissione;
- Per CO: stima dei valori di emissione mediante l'applicazione dei fattori di emissione;
- Per POLVERI: stima dei valori di emissione mediante l'applicazione dei fattori di emissione;

- PORTATA FUMI: la stima è riferita al tenore di ossigeno previsto mediante calcolo stechiometrico. La procedura di stima della portata fumi utilizza i fattori di calcolo riportati nella tabella seguente.

Parametro	UM	Valore
Volume dei fumi (O ₂ 15%V) da combustione per quantità di Fuel Gas in turbogas	Nm ³ /Kg	42,00
Volume dei fumi (O ₂ 3%V) da combustione per quantità di Fuel Gas in Caldaie e Forni.	Nm ³ /Kg	14,00
Volume dei fumi (O ₂ 3% V) da combustione per quantità di Fuel Oil tipo MTZ in Caldaie e Forni.	Nm ³ /Kg	11,67

BOLLA DI RAFFINERIA

Il presente paragrafo descrive le procedure di elaborazione e di calcolo della emissioni globali della raffineria denominate "Bolla di Raffineria".

La procedura di calcolo del dato di emissione complessivo prevede:

- Somma dei flussi di massa elaborati per tutti i punti di emissione;
- Somma delle portate fumi elaborate per tutti i punti di emissione;
- Calcolo del rapporto tra il valore totale dei flussi di massa ed il valore totale delle portate fumi.

Limiti di bolla in concentrazione

Il Parere Istruttorio conclusivo della Domanda AIA, DEC-2009-0001803 del 26.11.2009, fissa i limiti di emissione per l'intero complesso della Raffineria.

In accordo al decreto, i valori di emissione devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse di inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi di effluenti gassosi dell'intera raffineria.

I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto.

I limiti di emissione sono riportati nella tabella seguente:

Parametro	Limite di Emissione	
	giornaliero	mensile
Biossido di Zolfo	1000 mg/Nm³	800 mg/Nm³
Ossidi di Azoto	312 mg/Nm³	250 mg/Nm³
Ossido di Carbonio	188 mg/Nm³	150 mg/Nm³
Polveri	62 mg/Nm³	50 mg/Nm³

I limiti di emissione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio si considerano rispettati se nessun valore medio mensile supera i pertinenti valori limite di emissione e se il 97% delle medie giornaliere non supera il 125% dei rispettivi valori limite mensili.

CAMINO S14

Il Parere Istruttorio conclusivo della Domanda AIA, DEC-2009-0001803 del 26.11.2009, fissa limiti di emissione specifici per il camino S14, riconosciuto come "Grande Impianto di Combustione".

Limiti in concentrazione

I limiti di emissione sono riportati nella tabella seguente:

Parametro	Limite di Emissione	
	Giornaliero*	Mensile
Biossido di Zolfo	481 mg/Nm³	438 mg/Nm³
Ossidi di Azoto	371 mg/Nm³	336 mg/Nm³
Ossido di Carbonio		250 mg/Nm³
Polveri	18 mg/Nm³	16 mg/Nm³

I limiti di emissione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto, polveri e monossido di carbonio si considerano rispettati se nessun valore medio mensile supera i pertinenti valori limite di emissione e se, per SO₂ e polveri, il 97% di tutte le medie di 48 ore non supererà il 110% dei limiti mensili e, per NO_x, il 95% di tutte le medie di 48 ore non supererà il 110% dei limiti mensili.

GESTIONE OPERATIVA

Le procedure di controllo richiedono:

- la verifica in linea dei valori dei parametri elaborati o stimati dal sistema monitoraggio
- la verifica dei report di emissione prodotti e archiviati.

In particolare dovranno essere attivate le visualizzazioni delle seguenti pagine del sito Intranet:

- Pagina di riepilogo rispetto limiti;
- Pagina riepilogo emissioni di raffineria;
- Pagine di visualizzazione allarmi;
- Pagine di visualizzazione dei report;
- Pagine di visualizzazione dei trend.

Il sito intranet permette la visualizzazione degli andamenti grafici (trend) e dei report di emissione elaborati ed archiviati dal sistema monitoraggio emissioni.

I trend consentono la visualizzazione grafica degli andamenti temporali dei principali parametri emissivi e consentendo la valutazione delle tendenze sia in tempo reale che sui dati archiviati.

I report vengono aggiornati con cadenza oraria e riportano, su base oraria, giornaliera e mensile, i dati medi elaborati delle emissioni e dei principali parametri impiantistici.

Gestione limiti di Raffineria (Bolla) e camino S14

Per la procedura operativa di gestione dei limiti complessivi di Raffineria si fa riferimento a quanto descritto nella PAMB 19 "Emissioni atmosferiche" e nella IO 48 "Monitoraggio emissioni" del Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO14001/EMAS.

Gestione camini monitorati in continuo

Per la procedura operativa di gestione dei camini monitorati in continuo si fa riferimento a quanto descritto nella PAMB 19 "Emissioni atmosferiche" e nella IO 48 "Monitoraggio emissioni" del Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO14001/EMAS.

Gestione forni/camini non monitorati in continuo

Per la procedura operativa di gestione dei forni/camini non monitorati in continuo si fa riferimento a quanto descritto nella PAMB 19 "Emissioni atmosferiche" e nella IO 48 "Monitoraggio emissioni" del Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO14001/EMAS.

Elaborazione dati stimati

Tale procedura viene applicata ai camini non monitorati in continuo utilizzando algoritmi di calcolo ricavati dalle normative vigenti e dai metodi utilizzati dall'ENI per le stime annuali dei volumi emissioni.

L'elaborazione di seguito descritta, se condivisa con l'Autorità di controllo, verrà applicata anche per i punti di emissione dotati di analizzatori in continuo (S01, S13, S14), nel caso in cui vi siano anomalie strumentali o altre condizioni che rendono inattendibili i dati rilevati dallo SME.

In particolare verranno considerati i metodi di calcolo previsti dalla normativa vigente per ciò che concerne la stima degli ossidi di zolfo e degli ossidi di azoto; al contempo la stima delle Polveri e dell'ossido di Carbonio si rifarà a quanto previsto dalle procedure interne ENI.

I parametri stimati vengono registrati negli archivi del sistema monitoraggio emissioni con il codice di stato monitor 20 come definito dalla normativa DDG3536.

Stima degli Ossidi di Zolfo (SO₂)

La procedura di stima degli ossidi di Zolfo si basa sul contenuto di Zolfo elementare nei combustibili utilizzati negli impianti connessi al punto di emissione.

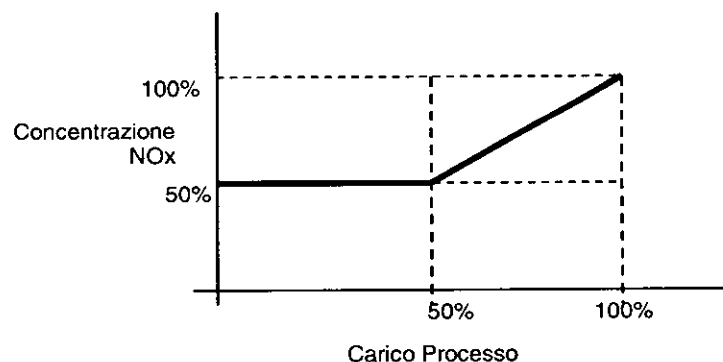
Parametro	UM	Valore
Contenuto massimo di Zolfo nel Fuel Gas	%	0,01
Contenuto massimo di Zolfo nel Fuel Oil	%	1,25

Ai fini del calcolo sono utilizzati i seguenti parametri per i combustibili impiegati:

Stima degli Ossidi di Azoto (NO_x)

La procedura di stima degli ossidi di azoto è da una correlazione tra i valori di emissione di NO_x e il fattore di carico degli impianti connessi al punto di emissione.

In particolare si considera la relazione rappresentata nel grafico di seguito:



nominale per potenze termiche inferiori al 50% del carico. Per valori del carico superiori al 50% si assume un valore di emissione proporzionale al carico di processo.
 Di conseguenza, il carico di processo per ogni punto di emissione è calcolato considerando i seguenti parametri:
 Carico nominale inteso come la somma della potenzialità termica totale degli impianti collegati al punto di emissione;
 Valore di emissione di ossidi di azoto al carico nominale, che può essere assunto uguale al limite prescritto per il punto di emissione in assenza di altre indicazioni.

Stima dell'Ossido di Carbonio (CO)

La stima dell'Ossido di Carbonio è basata sull'utilizzo dei fattori di emissione come definito dall'*Allegato II: "Rassegna di alcuni metodi di calcolo delle emissioni per i principali inquinanti"* del documento *"Modalità di calcolo delle emissioni"* (Estratto da: *Modalità di raccolta e gestione dei dati relativi alle interrelazioni delle attività Eni con l'ambiente - Sistema Informativo Ambientale S.I.A.*).

In particolare, sono utilizzati i seguenti parametri:

Parametro	UM	Valore
Fattore di emissione di CO per Nm ³ di Fuel Gas	g/Nm ³	0,64
Fattore di emissione di CO per Nm ³ di Fuel Oil	Kg/Nm ³	0,60

Stima delle Polveri (PLV)

La stima delle Polveri è basata sull'utilizzo dei fattori di emissione come come definito dall'*Allegato II: "Rassegna di alcuni metodi di calcolo delle emissioni per i principali inquinanti"* del documento *"Modalità di calcolo delle emissioni"* (Estratto da: *Modalità di raccolta e gestione dei dati relativi alle interrelazioni delle attività Eni con l'ambiente - Sistema Informativo Ambientale S.I.A.*).

In particolare, sono utilizzati i seguenti parametri:

Parametro	UM	Valore
Fattore di emissione di Polveri per t di Fuel Gas	mg/t	0,152
Fattore di emissione di Polveri per t di Fuel Oil	Kg/t	1,940
Fattore di emissione di Polveri per % di Zolfo per t di Fuel Oil	Kg/%S*t	1,250

Procedure di Acquisizione ed Elaborazione Dati

Elaborazione delle misure

Nei paragrafi seguenti sono riportate le regole di elaborazione adottate dall'analisi in continuo delle emissioni senza entrare nel merito delle modalità di prelievo, trattamento e misura del campione, per le quali si rimanda alla documentazione della specifica soluzione impiantistica adottata per elaborare il report in conformità al DDG 3536

Normalizzazione

Con il termine NORMALIZZARE si intendono una serie di operazioni o calcoli matematici atti a riportare a 'CONDIZIONI NORMALI' le caratteristiche chimico - fisiche di un generico gas. Un gas si dice a 'Condizioni Normali' quando è stivato alla temperatura di 0 °C e alla pressione di 1013 hPa.

In aggiunta alla normalizzazione a 0°C e 1013 hPa, le normative impongono la normalizzazione delle misure 'a gas secco' e con un valore di 'ossigeno di riferimento'. Ciò deriva dalla necessità di omogeneizzare le misure delle concentrazioni delle emissioni tra i diversi impianti.

Per il dettaglio delle formule utilizzate dallo SME per la normalizzazione della concentrazione di un generico componente si rimanda al "Manuale SME".

Misura delle Polveri

L'analisi delle polveri all'interno dei fumi, viene fatta direttamente nel punto di emissione, sulla portata normalizzata, secca e riferita all'ossigeno di riferimento. Per i dettagli tecnici si rimanda al "Manuale SME".

Ossidi di Azoto

Gli ossidi di Azoto (NOx) vengono espressi sempre come concentrazione di Biossido di Azoto. Per il dettaglio tecnico si rimanda al "Manuale SME".

Misura della Portata Fumi

La misura della portata fumi può essere determinata con l'uso di strumentazione che trasmette un segnale differenziale di pressione Δp , tempo di transito o dispersione termica, scelta in base alle caratteristiche del camino. La portata fumi viene portata al secco e riferita al 3% di O₂ (o al 15% nel caso delle Turbogas).

Calcolo del flusso di massa

I flussi di massa medi orari sono calcolati come il prodotto del valore medio orario della concentrazione dell'inquinante considerato per il valore medio orario della portata volumetrica degli effluenti in uscita al camino. Entrambe le grandezze devono essere riferite allo stesso intervallo temporale e riportate alle stesse condizioni di normalizzazione (pressione, temperatura e % di ossigeno libero). Il valore di flusso di

massa medio orario può essere considerato valido solo nel caso in cui i valori di concentrazione media e di portata volumetrica media possono essere considerati entrambi validi.

I flussi di massa giornalieri o mensili sono calcolati convenzionalmente come la sommatoria dei flussi di massa medi orari estesa alle ore di normale funzionamento dell'impianto nell'intervallo di tempo considerato (giorno o mese).

Calcolo delle Medie

In sintesi, i criteri fondamentali previsti dalla normativa per il calcolo delle medie sono:

- Ad ogni media prodotta deve essere associato un indice di qualità o disponibilità che indichi la 'bontà' della misura stessa e le 'performance' del sistema di misura;
- La base di calcolo delle medie di durata superiore all'ora è la media oraria normalizzata;
- Ad ogni media oraria deve essere associato un parametro che indica lo stato dell'impianto, ovvero se questo è in una condizione di esercizio superiore o inferiore al "minimo tecnico".

Minimo Tecnico e Normal Funzionamento

Con "Minimo Tecnico" si intende il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizione di regime. Il valore del minimo tecnico deve essere indicato dal gestore dell'impianto e può essere impostato tra i parametri di elaborazione dell'analisi in continuo delle emissioni.

Quando l'impianto è in condizioni di esercizio superiori al minimo tecnico si dice in 'Normal Funzionamento'.

L'analisi in continuo delle emissioni prevede due metodologie per la determinazione dello stato di normal funzionamento:

- Quando la misura di un parametro impiantistico rilevato (ad esempio la potenza generata) è superiore alla soglia di minimo (tecnico);
- Attraverso un segnale digitale acquisito dal sistema che indica la condizione di impianto a regime.

In entrambi i casi la determinazione dello stato di normal funzionamento viene eseguita su base oraria secondo le procedure della Regione Lombardia. L'impianto viene dichiarato in 'normal funzionamento' se almeno per il 70% delle misure dell'ora risulta in condizioni di esercizio superiori al minimo tecnico.

Gestione anomalie strumentali

In questo capitolo vengono descritte le modalità di comportamento a cui la Raffineria si deve attenere nel caso di interruzione non programmata del servizio degli analizzatori in linea.

Al fine di garantire la corretta gestione di eventuali anomalie strumentali, la Raffineria ha predisposto alcune procedure/istruzioni operative interne per il controllo delle emissioni e per la gestione della manutenzione della strumentazione di misura tali da permettere, nel minor tempo possibile, la ripresa della corretta gestione dei parametri emissivi.

Le cause del disservizio dell'analisi in continuo delle emissioni possono essere raccolte nelle seguenti categorie:

- ❖ Indisponibilità del sistema di prelievo e condizionamento del campione: le verifiche del sistema sono a carico del Personale di Manutenzione della Raffineria
- ❖ Guasto degli analizzatori: il Personale di Manutenzione di Raffineria provvederà a coinvolgere gli Specialisti della Ditta produttrice della strumentazione
- ❖ Avaria del sistema di elaborazione locale o del server centrale: il Personale di Manutenzione di Raffineria provvederà a richiedere le verifiche dell'anomalia agli Specialisti del produttore degli applicativi e dei sistemi di elaborazione
- ❖ Interruzione della rete di collegamento tra le cabine ed il server di elaborazione dati: le verifiche dell'anomalia verranno esaminate dai Sistemi Informativi della Raffineria

Per qualunque anomalia del sistema SME, il Responsabile Tecnico dovrà attivarsi nel più breve tempo possibile per la verifica della problematica, direttamente, contattando altre funzioni di Raffineria, o attraverso la Ditta Terza specializzata. Indi attivarsi per il ripristino della situazione di funzionamento anomalo.

Fuori servizio strumentale

Nel caso in cui il personale operativo si accorgesse di un'anomalia della strumentazione dello SME, dovrà immediatamente avvisare la funzione MAN-ELE/STRU al fine di attivare le verifiche sul malfunzionamento strumentale ed i relativi ripristini.

Se l'anomalia fosse rilevata direttamente dai tecnici di MAN-ELE/STRU, essi stessi provvederanno immediatamente all'analisi dell'anomalia o del guasto.

Fuori servizio strumentale superiore a 24 ore

Nel caso in cui il fuori servizio o l'anomalia della strumentazione perdurasse per più di 24 ore, sarà compito di MAN-ELE/STRU, nel primo giorno lavorativo utile, informare la funzione SPP in merito al fuori servizio della strumentazione stessa indicando anche il tempo stimato per il ripristino degli strumenti.

SPP si farà carico di dare immediata comunicazione del fuori servizio strumentale all'Ente di Controllo.

Nel frattempo MAN-ELE/STRU provvederà:

- per i camini S01, S13 e S14 ad inserire i valori rilevati da Laboratorio Terzo accreditato durante l'ultima campagna analitica effettuata. Tale metodica verrà utilizzata fino a che non sarà approvata dall'Autorità di Controllo la possibilità di

adottare il metodo di stima delle emissioni, già in uso per i camini non monitorati in continuo e descritto nel paragrafo "Elaborazione dati stimati".

- per i camini S05 e S10, per i quali non esistono metodiche di stima alternative, ad inserire i valori rilevati da Laboratorio Terzo accreditato durante l'ultima campagna analitica effettuata. Tale metodica verrà utilizzata fino a che non sarà implementato ed approvato dall'Autorità di Controllo il metodo di stima alternativo (ad oggi in fase di elaborazione) basato su valori storici / impiantistici del camino.

Fuori servizio strumentale superiore a 72 ore

Nel caso in cui il fuori servizio o l'anomalia della strumentazione perdurasse per più di 72 ore, sarà compito di TECON /ASTEC nel primo giorno lavorativo utile verificare le condizioni dell'impianto. Se l'impianto permane in condizioni di esercizio standard è possibile continuare a mantenere i valori stimati come sopra. In caso si verificassero assetti anomali si dovrà informare SPP per anticipare quanto possibile il campionamento discontinuo rispetto a quanto indicato al successivo paragrafo.

Fuori servizio strumentale superiore a 10 giorni

Nel caso in cui MAN-ELE/STRU stimi che il disservizio strumentale abbia una gravità tale da richiedere tempi lunghi (superiori a 10 giorni) per il ripristino o l'eventuale sostituzione della strumentazione stessa, la Raffineria (nella funzione di MAN-ELE/STRU) provvederà a richiedere alla funzione SPP l'intervento del Laboratorio Terzo al fine di effettuare analisi mirate da effettuarsi entro il 10° giorno.

Se il disservizio si prolungasse ulteriormente, MAN-ELE/STRU richiederà alla funzione SPP l'intervento del Laboratorio Terzo per una campagna analitica da effettuarsi ogni 20 giorni fino al ripristino del corretto funzionamento del sistema SME.

Manutenzione

I controlli sul sistema SME vengono effettuati nel rispetto delle buone pratiche di manutenzione e secondo i criteri elencati dai fornitori, seguendo inoltre le procedure ed istruzioni operative sull'argomento contenute nel SGA.

Tutte le operazioni di controllo, verifica, manutenzione ordinaria e straordinaria, sia su hardware che su software, vengono registrate su apposito sistema informativo presente nell'Intranet aziendale alla voce "Registro scadenze" sezione "Registro analizzatori SME". Inoltre viene conservata una copia cartacea degli interventi presso il reparto MAN-ELE/STR.

Allegato 1 - Definizioni

Accuratezza di una misura: entità dello scostamento del valore ottenuto con il metodo di misura adottato rispetto al valore "reale" (MU 151)

Anno: periodo dal primo gennaio al trentuno dicembre successivo

Autorità competente per il controllo: autorità statale o altra autorità individuata dalla Regione competente al rilascio delle autorizzazioni alle emissioni in atmosfera.

Calibrazione: procedura di verifica (per un analizzatore a risposta lineare) dei segnali sullo zero e su un prefissato punto intermedio della scala (span), tipicamente l'80% del fondo scala

Campionamento isocinetico: prelievo di effluente dal camino eseguito in condizioni isocinetiche

Campo di misura di uno strumento: intervallo tra la concentrazione minima e massima che un analizzatore è in grado di misurare senza soluzione di continuità

Carico di processo: livello percentuale di produzione rispetto alla potenzialità nominale

Certificazione (o verifica apparecchiature): verifica della rispondenza delle apparecchiature, sistemi e sensori alle specifiche tecniche previste dalla normativa

Concentrazione misurata: valore di concentrazione della specie chimica in misura corrispondente alla misura elettrica dell'analizzatore (ricavata dalla curva di taratura).

Concentrazione normalizzata: concentrazione espressa in mg/Nm³, (273,15 K e 101,3 KPa), ed eventualmente riferita ai fumi secchi ed al tenore O₂ libero nei fumi

Concentrazione particellare: quantità di massa delle particelle per unità di volume di aria o altro gas

Condizioni isocinetiche: combinazione di cause il cui effetto è quello di mantenere all'ugello della sonda di prelievo una velocità di aspirazione dei gas uguale alla velocità del flusso gassoso nel condotto oggetto di campionamento

Condizioni normali: valori termodinamici di riferimento (273,15 K e 101,3 KPa).

Curva di taratura: vedi "Grafico di taratura"

Dato elementare: dato istantaneo campionato con opportuna frequenza, oppure valore medio dei dati istantanei calcolato in un prefissato intervallo di tempo (tipicamente un minuto)

Dato istantaneo: dato relativo al segnale elettrico acquisibile in modo continuo da un analizzatore e/o da altro strumento di misura.

Dato medio orario: valori delle medie aritmetiche calcolate sulla base dei dati elementari acquisiti in un'ora

Diario emissioni: stampa giornaliera dei valori orari riguardanti le emissioni dai camini di ogni gruppo di produzione e relative grandezze di processo

Disponibilità dei dati elementari: percentuale del numero delle misure elementari valide acquisite, rispetto al numero dei valori teoricamente acquisibili nell'arco di tempo considerato

Emissione in atmosfera: qualsiasi sostanza solida, liquida o gassosa proveniente da un impianto, che possa produrre inquinamento atmosferico.

Errore casuale (sinonimi: indeterminato, accidentale): errore che in ogni misura incide per motivi inafferrabili, definibili cioè come dovuti al caso, e che dà luogo a scostamenti dei valori di misura dal valore reale sia di segno positivo che negativo (MU 151).

Errore di misura: scostamento dal valore "reale" del valore risultante dalla misura della grandezza misurata.

Errore sistematico (sinonimo: determinato): errore dovuto ad un difetto di misura (localizzato nella strumentazione, nell'operatore o nelle modalità operative ambientali) che da luogo a scostamenti dei valori di misura dal valore reale del tipo a senso unico (MU151).

Flusso di massa: massa di sostanza inquinante emessa per unità di tempo

Flussi gassosi convogliati: correnti gassose all'interno di condotti di vario tipo (cappe, canalizzazioni varie, camini)

Giorno: giorno di calendario

Grado di accuratezza: entità dello scostamento dell'insieme dei valori misurati ottenibile con il metodo di misura adottato rispetto al valore "reale". L'accuratezza fornisce il grado di attendibilità di un metodo di misura. Si quantifica attraverso l'indice di accuratezza relativo.

Grafico di taratura: rappresentazione grafica di una funzione riferita ad un sistema di coordinate; il grafico di taratura è ottenuto eseguendo una serie di misure e riportando in ascisse quantità note del composto in esame ed in ordinate i valori indicati dalle apparecchiature di misura (MU 151).

Grandezza calcolata: valore ottenuto combinando con un algoritmo di calcolo due o più misure, oppure misure e parametri inseriti da operatore.

Grandezza derivata: misura acquisita con elaborazione (ad es.: cambio di unità di misura, correzione con ossigeno di riferimento, normalizzazione, o in generale, combinazione di più misure semplici)

Impianto: insieme delle linee produttive finalizzate ad una specifica produzione; le linee produttive possono comprendere a loro volta più punti di emissione derivanti da una o più apparecchiature e/o da operazioni funzionali al ciclo produttivo

Impianto a regime: impianto che ha superato la fase d'avviamento e i cui parametri operativi prestabiliti vengono rispettati e mantenuti ragionevolmente costanti nel tempo

Impianto in avviamento: impianto che, salvo diversa disposizione normativa o autorizzativa, viene messo gradualmente in servizio fino al superamento del minimo tecnico

Impianto in fermata o fase di arresto: impianto che, per varie cause, viene (gradualmente) messo fuori servizio ed escluso dal ciclo produttivo; salvo diversa disposizione normativa o autorizzativa la fase di arresto inizia al di sotto del minimo tecnico

Indice di accuratezza relativo (IAR): calcolo della verifica della risposta strumentale mediante il confronto delle misure rilevate con lo strumento in campo ed un sistema di misura (manuale o automatico), preso come riferimento.

Indice di validità: codice che consente, o meno, l'utilizzo del dato nelle elaborazioni

Limite di rilevabilità: concentrazione di inquinante che produce un segnale pari al doppio del rumore di fondo riscontrato alla concentrazione zero di inquinante

Livello emissivo: quantità di sostanze contenute nell'emissione espresse come valore di massa per unità di volume o di massa nell'unità di tempo rilevata sperimentalmente nella emissione, mediante strumentazione automatica o mediante prelievo di campioni e successiva analisi in laboratorio

Manutenzione: operazione per mantenere in stato di efficienza una struttura o un complesso funzionale, mediante l'effettuazione regolare e tempestiva dei controlli e degli interventi necessari e/o opportuni

Manutenzione periodica: esecuzione di una serie di interventi a frequenza prestabilita in funzione dello strumento

Manutenzione straordinaria: serie di interventi richiesti in caso di anomalie improvvise dello strumento.

Media annuale: media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati nell'arco dell'anno

Media di 48 ore: media aritmetica dei dati orari validi rilevati nel corso di 48 ore di normale funzionamento anche non consecutivo

Media giornaliera: media aritmetica dei valori orari validi rilevati dalle ore 00:00:01 alle ore 24:00:00 (hh:mm:ss)

Media mensile: media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati nel corso del mese

Media oraria: media aritmetica dei dati elementari validi campionati nel corso dell'ora trascorsa

Mese: mese di calendario ove non diversamente specificato

Minimo tecnico: carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizione di regime; il minimo tecnico viene dichiarato dall' esercente alle autorità competenti tramite la definizione dei parametri di impianto che lo caratterizzano.

Misura analogica: dato relativo ad una misura numerica.

Misura diretta degli inquinanti: misura effettuata con analizzatori che forniscono un segnale di risposta correlabile al parametro da misurare.

Misura indiretta: misura di una grandezza effettuata con strumenti che forniscono un segnale di risposta direttamente proporzionale ad un parametro da correlare alle concentrazioni dell'inquinante con ulteriori misure

Ora: ora solare

Ore di normale funzionamento: numero delle ore di funzionamento del processo produttivo, con l'esclusione dei periodi di avviamento ed arresto, dei periodi di guasto e di funzionamento sotto il minimo tecnico, salvo ove non diversamente specificato dalle norme o in sede di autorizzazione

Periodo di operatività non sorvegliata: periodo tra due calibrazioni successive (ISO 10396).

Periodo di osservazione: intervallo temporale cui si riferisce il limite di emissione da rispettare

Portata volumetrica di una corrente gassosa: volume di una corrente gassosa, passante attraverso una sezione trasversale del condotto, nell'unità di tempo

Precisione: variazioni intorno alla media di più misure ripetute con la stessa concentrazione di inquinante nelle condizioni nominali di impiego dell'analizzatore, espressa come variazione standard

Preelaborazione dati: insieme delle procedure di calcolo che consentono di definire, partendo dai valori elementari acquisiti espressi in unità ingegneristiche di sistema, i valori medi orari espressi nelle unità di misura richieste e riferiti alle condizioni fisiche prescritte

Rilevamento della emissione: insieme delle operazioni necessarie per la misura dei parametri di emissione (e della composizione quantitativa e qualitativa della emissione).

- Rumore di fondo:** deviazione spontanea e di breve durata attorno al valore medio del segnale di uscita dell'analizzatore, che non è causa di variazioni di concentrazione
- Sistema di monitoraggio delle emissioni (SME):** sistema per la misura in continuo delle grandezze, relative alle emissioni, in grado di espletare le seguenti funzioni: campionamento ed analisi, acquisizione, validazione, elaborazione automatica ed archiviazione dei dati.
- Sonda:** apparecchiatura idonea per effettuare il prelievo di campioni di gas in flussi gassosi convogliati.
- Span:** valore di concentrazione del gas campione utilizzato nella calibrazione degli analizzatori di gas. Usualmente tale valore corrisponde all'80% del fondo scala dello strumento.
- Stabilimento:** struttura fissa che serve per usi industriali o di pubblica utilità ad esclusione di quelle destinate alla difesa nazionale.
- Taratura:** determinazione, in campo, della curva di correlazione tra la risposta strumentale ed i valori forniti da un secondo sistema analitico manuale o automatico assunto come riferimento.
- Validazione dei dati istantanei o elementari:** processo "decisionale" che porta a stabilire l'attendibilità di un dato, e a renderlo quindi indisponibile per le elaborazioni successive nel caso di non attendibilità.
- Valore limite di emissione:** concentrazione e/o quantitativo in massa di una sostanza inquinante presente nelle emissioni, che non deve essere superata in un dato intervallo di tempo.
- Valore reale:** valore che si otterrebbe calcolando la media di una serie infinita di misure di una stessa grandezza (MU 151).
- Verifica del grado di accuratezza:** procedura eseguita direttamente in campo per determinare l'indice di accuratezza relativo
- Verifica in campo:** attività destinate all'accertamento della correttezza delle operazioni di misura, condotte direttamente dalle autorità preposte al controllo od effettuate dall'esercente sotto la loro supervisione. Per gli analizzatori di tipo in-situ che forniscono una misura indiretta la verifica in campo coincide con le operazioni di taratura. Per gli analizzatori di tipo in-situ con misura diretta e di tipo estrattivo la verifica in campo consiste nella determinazione dell'indice di accuratezza relativo.
- Verifica periodica:** controllo periodico della risposta su tutto il campo di misura dei singoli analizzatori

I.O. 48: MONITORAGGIO EMISSIONI

SCOPO

Definire le misure tecniche, organizzative e procedurali da adottare per la gestione del monitoraggio delle emissioni di inquinanti provenienti dalla Raffineria, in ottemperanza a quanto previsto dal Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (ex-DSA-2009-0032142 del 30/11/2009) pubblicato sulla G.U. n° 294 del 18/12/2009.

Per il dettaglio sulle modalità di elaborazione dei dati di emissione, sulle caratteristiche tecniche-funzionali della strumentazione utilizzata per le analisi in continuo delle emissioni, si rimanda al "Manuale di gestione SME".

CAMPO DI APPLICAZIONE

La presente IO si applica:

- ai camini monitorati in continuo: alle misure in continuo di SO₂, NO_x, CO, O₂ e polveri, nonché ai parametri necessari per la normalizzazione di tali misure rilevate dal sistema di monitoraggio
- ai camini NON monitorati in continuo: alle emissioni calcolate di SO₂, NO_x, CO, O₂ e polveri, nonché ai parametri necessari per la stima

Tutti i valori di emissione sono visibili sulla rete INTRANET di Raffineria selezionando il tasto "TECNOLOGICO" alla voce "SME/accedi all'applicazione".

In tale sezione sono presenti:

1. Calcolo degli apporti provenienti dai **punti di emissione dotati di monitoraggio in continuo** – in cui si controllano i dati di emissione derivanti dalle cabine analisi in continuo installate sui principali camini di Raffineria (S01, S05, S10, S13, S14)
2. Stima dei parametri per i **punti di emissione privi del sistema di monitoraggio in continuo** – in cui si controllano i dati di emissioni derivanti dai restanti camini di Raffineria attraverso algoritmi di calcolo impostati sullo SME stesso
3. Elaborazione del **dato complessivo della raffineria (BOLLA)** – in cui si controlla la Bolla di Raffineria, come flusso di massa e come concentrazione, secondo quanto previsto.

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP – SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

CAMINI MONITORATI IN CONTINUO

I punti di emissione da combustione stazionaria le cui emissioni vengono monitorate in continuo sono:

CAMINO	IMPIANTI
S01	Topping 1 (DP1) e Vacuum
S05 *	Impianto FCC - Tale camino rappresenta le emissioni complessive dell'Impianto FCC, ed è costituito dall'insieme dei seguenti due camini:
S05 old	S05 old - Camino a valle elettrofiltro
S05 new	S05 new - Camino in cui convogliano i fumi dell'impianto Belco
S10	Zolfo 2, Zolfo 3 e Zolfo 4
S13	Reformer Catalitico 3 (RC3) Idrodesolforazione 2 (HDS2) Naphta Hydrobon Impianto idrogeno (Steam Reformer) Gassificazione (IGAS) Topping 2 (DP2) Visbreaker (VSB) Hydrocracker 1 (HDC1) Hydrocracker 2 (HDC2) Deasphalting (ROSE)
S14	Centrale Termoelettrica costituita da: TG5-F300 TG6-F400

CAMINI NON MONITORATI IN CONTINUO

I punti di emissione non monitorati in continuo sono:

CAMINO	IMPIANTI
S02	PRT
S03	RC2
S06	ALKY
S07	ALKY
S12	F50
S15	HDS1 - HDS3 - TIP - ISOSIV
S16	CD-TECH

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

BOLLA DI RAFFINERIA

Il presente paragrafo riassume le procedure di elaborazione e di calcolo della emissioni globali della raffineria denominate "Bolla di Raffineria" e le procedure per garantire il rispetto delle relative prescrizioni.

Raffineria - Limiti di bolla in concentrazione

Il Decreto AIA fissa i seguenti limiti di emissione in termini di concentrazione dei vari inquinanti.

I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto.

Nella tabella seguente sono riportati i **limiti di emissione** previsti da Decreto AIA e le **soglie di attenzione interne** fissate per garantirne il rispetto:

Parametro		LIMITE di Emissione <u>mensile</u>	SOGLIA DI ATTENZIONE INTERNA
		mg/Nm ³	mg/Nm ³
Biossido di Zolfo	SO₂	600	570
Ossidi di Azoto	NO_x	250	237
Ossido di Carbonio	CO	150	142
Polveri	PLV	40	38

Operatività

E' compito di CdT effettuare il controllo dei valori delle prescrizioni di Bolla almeno una volta per turno in condizioni di normale funzionamento degli impianti, e comunque su segnalazione da parte delle SOI, utilizzando la relativa tabella "**Raffineria - Limiti di bolla in concentrazione**" presente su INTRANET di Raffineria.

Qualora i valori calcolati dalla Bolla superassero i valori della **soglia di attenzione interna** impostati sullo SME verrà attivato un allarme in SOI EST, sulla stampante dedicata. RTO avviserà il CdT il quale provvederà ed effettuare un controllo della Bolla e a mettere in pratica le seguenti azioni:

superamenti per 2 ore consecutive:

al verificarsi del superamento il Cdt provvederà a:

- ❖ effettuare una verifica sulle emissioni di ogni singolo camino monitorato in continuo

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

- ❖ verificare l'applicazione delle IO per l'adeguamento dei singoli camini: I.O. 2 "Controllo Combustione forni/caldaie" e I.O. 3 "Verifica contenuto di H2S su rete fuel gas"
- ❖ se necessario, massimizzare il fuel gas a forni e caldaie degli impianti relativi al camino

superamenti per 6 ore consecutive:

nel caso in cui i superamenti si protraessero, il Cdt provvederà a:

- ❖ analizzare l'assetto di Raffineria in relazione alla situazione dei singoli camini
- ❖ decidere eventuali azioni da intraprendere per far rientrare l'anomalia

superamenti per 12 ore consecutive:

nel caso in cui i superamenti si protraessero il Cdt provvederà a:

- ❖ informare REOP al fine di definire ulteriori azioni, con eventuali modifiche al programma di lavorazione di Raffineria

superamenti per 24 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraggono, e verificata l'impossibilità di ulteriori azioni immediate, il Cdt provvederà ad emettere una NON CONFORMITA' secondo quanto previsto dalla PAMB 11 "Non Conformità Ambientali", in attesa che le modifiche apportate permettano ai parametri di emissione di rientrare nella normalità.

Tutte le operazioni messe in atto per riportare i parametri entro i valori di "soglia di attenzione interna" dovranno essere riportate sul Registro delle Consegne del CdT.

Raffineria - Limiti di bolla in massa

Per quanto riguarda la bolla in termini di flusso di massa, sarà compito di ASTEC verificare su base mensile l'andamento dei dati di flusso di massa, elaborare il forecast annuale e proporre eventuali azioni in caso si verificasse un andamento che potrebbe non garantire il rispetto dei limiti su base annua.

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

GESTIONE DELLE EMISSIONI

CAMINI S01, S05, S10, S13

Nei paragrafi successivi, vengono definite le modalità di gestione delle emissioni provenienti dai camini monitorati in continuo suddivisi in base alla tipologia e ad eventuali prescrizioni specifiche.

Nella tabella seguente sono riportate le **soglie di attenzione interne** fissate dalla Raffineria per ciascun camino in modo da garantire il rispetto i **limiti di emissione** di bolla previsti da Decreto AIA:

Parametro		S01	S05	S10	S13
		mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3
Biossido di Zolfo	SO2	800	1100	5000	500
Ossidi di Azoto	NOx	410	390	40	245
Ossido di Carbonio	CO	100	135	1300	90
Polveri	PLV	85	60	10	60

Nei paragrafi successivi verranno trattate le modalità di gestione delle anomalie emissive per i singoli camini suddivisi come segue:

- 1. CAMINI S01, S13**
- 2. CAMINO S10**
- 3. CAMINO S05**

Nel dettaglio:

1. CAMINI S01, S13

Qualora i valori indicati dallo SME superassero i valori delle **soglie di attenzione interna** verranno predisposte le seguenti azioni:

superamenti per 2 ore consecutive:

Se una o più analisi misurate dalle centraline di monitoraggio in continuo dei camini, superassero per **2 ore consecutive** le soglie di attenzione interne (come medie orarie) indicati nella tabella precedente, RTO avvisa il CdT affinché effettui una verifica sulla Bolla di Raffineria.

Nel caso in cui non ci siano problemi emissivi sulla Bolla, non vengono messe in atto azioni immediate.

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile	5
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC	

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

Nel caso invece in cui si riscontrassero problemi di superamento della Bolla, RTO provvede ad informare il CDT per l'applicazione delle IO pertinenti.

A seconda della soglia superata, si procede all'applicazione di quanto segue:

- **I.O. 2 "Controllo Combustione forni/caldaie"**
- **I.O. 3 "Verifica contenuto di H2S su rete fuel gas"**
- **Si massimizza il fuel gas ai forni degli impianti interessati al camino**

superamenti per un periodo uguale o superiore alle 6 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraessero nel tempo, **ogni 6 ore** RTO si confronta con CDT per la verifica del rispetto della Bolla.

Nel caso in cui non ci siano problemi emissivi sulla Bolla, non vengono messe in atto azioni immediate.

Nel caso invece in cui si riscontrassero problemi di superamento della Bolla, RTO provvede ad informare il CDT per l'applicazione delle IO pertinenti (vedi punto precedente). RTO/CDT informano REOP in caso di necessità di adozione azioni non standard.

superamenti per 48 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraggono, e verificata l'impossibilità di ulteriori azioni immediate, il RSOI provvederà ad emettere una NON CONFORMITA' secondo quanto previsto dalla PAMB 11 "Non Conformità Ambientali", in attesa che le modifiche apportate permettano ai parametri di emissione di rientrare nella normalità.

Tutte le operazioni messe in atto dovranno essere riportate sul registro delle consegne dell'RTO.

Il CdT dovrà invece riportare sul registro l'esito del controllo della Bolla.

2. CAMINO S10

superamenti per 2 ore consecutive:

Nel caso in cui una o più analisi misurate dalle centraline di monitoraggio in continuo dei camini, superassero per **2 ore consecutive** le soglie di attenzione interne (come medie orarie) indicati nella tabella precedente, RTO avvisa il CdT affinché effettui una verifica sulla Bolla di Raffineria.

Nel caso in cui non ci siano problemi emissivi sulla Bolla, non vengono messe in atto azioni immediate.

Nel caso invece in cui si riscontrassero problemi di superamento della Bolla, RTO provvede ad informare il CDT per l'applicazione delle IO pertinenti:

- **I.O. "Controllo impianti zolfo e unità trattamento gas di coda"**

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

superamenti per un periodo uguale o superiore alle 6 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraessero nel tempo, **ogni 6 ore** RTO si confronta con CDT per la verifica del rispetto della Bolla.

Nel caso in cui non ci siano problemi emissivi sulla Bolla, non vengono messe in atto azioni immediate.

Nel caso invece in cui si riscontrassero problemi di superamento della Bolla, RTO provvede ad informare il CDT per l'applicazione delle IO pertinenti (vedi punto precedente). RTO/CDT informano REOP in caso di necessità di adozione azioni non standard.

superamenti per 48 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraggono, e verificata l'impossibilità di ulteriori azioni immediate, il RSOI provvederà ad emettere una NON CONFORMITA' secondo quanto previsto dalla PAMB 11 "Non Conformità Ambientali", in attesa che le modifiche apportate permettano ai parametri di emissione di rientrare nella normalità.

Tutte le operazioni messe in atto dovranno essere riportate sul registro delle consegne dell'RTO.

Il CdT dovrà invece riportare sul registro l'esito del controllo della Bolla.

3. CAMINO S05 - CAMINO UNICO

Tale camino rappresenta le emissioni complessive dell'Impianto FCC, ed è costituito dall'insieme dei due camini S05 old + S05 new.

I fumi in uscita dall'impianto FCC sono depurati in due sezioni, un elettrofiltro per l'abbattimento delle polveri ed una sezione di lavaggio fumi per l'abbattimento dell'SO2.

Il camino S05 old è mantenuto, per motivi di sicurezza impiantistica, sempre alla temperatura di funzionamento mediante flusso di fumi.

Per determinare i valori di emissione dell'impianto sono state installate due distinte cabine di monitoraggio. I valori di emissione dell'impianto FCC sono calcolati come somma ponderale dei contributi parziali, ovvero $S05\ tot = S05\ old + S05\ new$.

La portata fumi in uscita dall'impianto FCC, è ricavata sommando contributi dei singoli camini S05 old e S05 new

Per un maggiore dettaglio sulle modalità di elaborazione dei dati di emissione, sulle caratteristiche tecniche-funzionali della strumentazione utilizzata, si rimanda al "Manuale SME".

superamenti per 2 ore consecutive:

Nel caso in cui, una o più analisi misurate dalla centralina di monitoraggio del camino unico S05, superassero per **2 ore consecutive** i valori di attenzione (come

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

medie orarie) indicati nella tabella "Raffineria - Limiti di bolla in concentrazione ", l'RTO avviserà CDT per il controllo della bolla.

Nel caso in cui non ci siano problemi emissivi sulla Bolla, non vengono messe in atto azioni immediate.

Nel caso invece in cui si riscontrassero problemi di superamento della Bolla, RTO provvede ad informare il CDT per l'applicazione delle IO pertinenti.

A seconda della soglia superata, si procede all'applicazione delle IO relative.

superamenti per un periodo uguale o superiore alle 6 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraessero nel tempo, **ogni 6 ore** RTO si confronta con CDT per la verifica del rispetto della Bolla.

Nel caso in cui non ci siano problemi emissivi sulla Bolla, non vengono messe in atto azioni immediate.

Nel caso invece in cui si riscontrassero problemi di superamento della Bolla, RTO provvede ad informare il CDT per l'applicazione delle IO pertinenti (vedi punto precedente). RTO/CDT informano REOP in caso di necessità di adozione azioni non standard.

superamenti per 48 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraggono, e verificata l'impossibilità di ulteriori azioni immediate, il RSOI provvederà ad emettere una NON CONFORMITA' secondo quanto previsto dalla PAMB 11 "Non Conformità Ambientali", in attesa che le modifiche apportate permettano ai parametri di emissione di rientrare nella normalità.

Tutte le operazioni messe in atto dovranno essere riportate sul registro delle consegne dell'RTO.

Il CdT dovrà invece riportare sul registro l'esito del controllo della Bolla.

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP – SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

CAMINO S14

Il Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale, fissa limiti di emissione specifici per il camino S14, riconosciuto come "Grande Impianto di Combustione".

Nella tabella seguente sono riportate le **soglie di attenzione interne** fissate dalla Raffineria per garantire il rispetto i **limiti di emissione**, con particolare riguardo ai valori rilevati per le polveri, previsti da Decreto AIA:

Parametro		S14
		mg/Nmc
Biossido di Zolfo	SO2	120
Ossidi di Azoto	NOx	142
Ossido di Carbonio	CO	165
Polveri	PLV	14

Qualora i valori indicati dallo SME superino i valori delle soglie di attenzione interna, verranno predisposte le seguenti azioni:

superamenti per 6 ore consecutive:

Se una o più analisi misurate dalle centraline di monitoraggio in continuo del camino, superasse per **6 ore consecutive** le soglie di attenzione interne (come medie orarie) indicati nella tabella precedente, RTO avvisa il CdT e, a seconda della soglia superata, si procede all'applicazione di quanto segue:

- **I.O. 2 "Controllo Combustione forni/caldaie"**
- **I.O. 3 "Verifica contenuto di H2S su rete fuel gas"**
- **Si massimizza il fuel gas TG e caldaie associate**
- **I.O. "Controllo combustibili CTE"**

superamenti per 12 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraessero, sarà cura RTO informare il CDT e RSOI per un'analisi di dettaglio della situazione, e per definire eventuali azioni mirate.

Il CDT, a sua volta, provvederà ad informare REOP per la definizione di azioni che potrebbero portare a eventuali cambi di assetto della Raffineria.

superamenti per 24 ore consecutive:

Nel caso in cui i superamenti si protraggonno, e verificata l'impossibilità di ulteriori azioni immediate, il RSOI provvederà ad emettere una NON CONFORMITA' secondo quanto previsto dalla PAMB 11 "Non Conformità Ambientali", in attesa che le modifiche apportate permettano ai parametri di emissione di rientrare nella normalità.

Tutte le operazioni messe in atto dal personale della SOI UTIL dovranno essere riportate sul registro delle consegne dell'RTO.

Il CdT dovrà invece riportare sul registro l'esito del controllo della Bolla.

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

CAMINI NON MONITORATI

Considerato il minimo apporto che questi camini danno alle emissioni totali di Raffineria, pur partecipando al calcolo del rispetto della bolla, non sono stati impostati valori di attenzione.

Le emissioni dei camini non monitorati in continuo sono oggetto delle seguenti verifiche:

- tramite campagne analitiche semestrali
- con algoritmi di calcolo dove la % di zolfo nei combustibili viene definita ed inserita sullo SME in base alle caratteristiche analitiche dal LIMS.

Gestione forni/camini non monitorati in continuo

Per la procedura operativa di gestione dei forni/camini non monitorati in continuo si fa riferimento a quanto descritto nella PAMB 19 "Emissioni atmosferiche" e nel "Manuale SME".

MANUTENZIONE DELLA STRUMENTAZIONE

E' responsabilità di MAN ELE/STR assicurare la manutenzione preventiva e correttiva delle cabine di analisi, secondo quanto previsto dalla I.O. 35, mettendo in atto tutte le azioni necessarie al fine di ottenere la disponibilità richiesta ed attuare le azioni previste dal Manuale di gestione SME.

Istruzione Operativa	Data Emissione	Revisione	Funzione Responsabile 10
IO48 MONITOR EMISSIONI AIA.doc		0	REOP - SPP - SERTEC

Questo documento, se stampato, dovrà essere considerato come copia non conforme all'originale

NOTA TECNICA

Emessa da: Pronzati Alberto (ABB)
Verificata da : Bottini Pierangelo (ENI)
Data: 26 febbraio 2010

Scopo

La presente nota viene emessa al fine di esplicitare la conformità dei sistemi per il monitoraggio polveri, attualmente installati c/o la Raffineria di Sannazzaro, alle recenti disposizioni previste in A.I.A (conformità alla En14956_QAL1)

Premessa

In materia di monitoraggio emissioni a livello nazionale è necessario attenersi a quanto prescritto nel D.Lgs 152/2006 Parte Quinta ed in particolare, relativamente alla costruzione e gestione di un sistema di monitoraggio emissioni, va osservato quanto indicato nell'allegato VI di detta parte. Al paragrafo 3.2 dell'allegato in questione si richiede che tutti i sistemi di analisi siano certificati da ente accreditato EN -17025 italiano o europeo riconosciuto a livello europeo. Non viene però esplicitata alcuna norma tecnica di riferimento e viene demandata all'autorità competente la verifica di idoneità dell'analizzatore stesso, in attesa di norma specifica. In Italia non esiste al momento nessun ente accreditato per la certificazione degli analizzatori; in Europa sono invece ampiamente riconosciuti gli enti TUV tedesco e MCERT inglese.

A integrazione del D.Lgs. 152 ogni regione ha provveduto (o provvederà) ad emanare proprie direttive che forniscono ulteriori prescrizioni o interpretazioni nella scelta e/o installazione di un sistema di monitoraggio emissioni; è il caso della Regione Lombardia che in diversi decreti regionali ha reso (o renderà) obbligatorio che la scelta degli analizzatori ricada verso quei prodotti conformi normative tecniche emesse da enti internazionali: richiedere la conformità alla EN14956 (QAL1) è di fatto un'integrazione all'obbligo di certificazione degli analizzatori. Dalla sua emanazione la EN14956 è divenuta lo standard di riferimento per gli enti certificatori per la definizione delle incertezze dei singoli analizzatori.

La stessa ARPA locale può integrare ulteriormente le normative nazionali e regionali con altre prescrizioni (protocolli) sulla gestione del sistema monitoraggio emissioni; è il caso dell'applicazione della EN 14181 come metodica per la gestione dei sistemi monitoraggio.

Ulteriori prescrizioni con forza di legge possono essere poi introdotte nell'A.I.A. obbligando il gestore al rispetto delle stesse.

Va necessariamente ricercato nei singoli atti autorizzativi l'obbligatorietà o meno di sostituire l'installato esistente, di seguito verrà fornito un quadro sull'installato esistente al fine di evidenziare possibili criticità relative alla conformità **certificativa** del singolo analizzatore.

Si fornirà inoltre indicazioni su eventuali prodotti attualmente in commercio sostitutivi.

Impianto: BELCO

Analizzatore Polveri:CTNR

S/N: 1030608

Produttore: Sigrist (CH)

Anno installazione: 2005

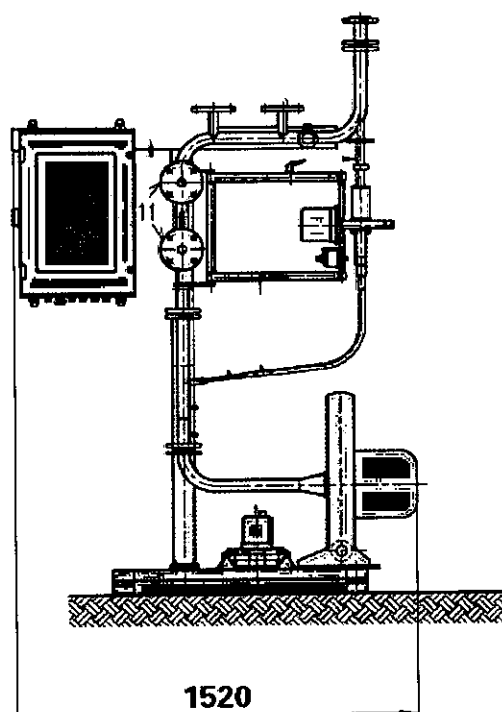
Principio di misura:Diffrazione di luce

Certificazione: Report TUV n.936/806015/1997

Rapporto di QAL1 : Disponibile

Note:

L'analizzatore CTNR è un sistema di misura polveri estrattivo associato ad un fotometro a diffrazione di luce; la peculiarità di questo sistema è un sistema estrattivo isocinetico riscaldato che consente di monitorare le polveri anche in flussi di **gas saturi di acqua a basse temperature.**



Il CTNR è da ritenersi attualmente la migliore soluzione tecnologica per il monitoraggio delle polveri in flussi gassosi saturi (dew point superiore alla temperatura dei fumi).

L'evoluzione del CTNR (fuori produzione dal 2004) è il modello STACK GUARD che sostituisce il fotometro a luce bianca con un fotometro laser.

E' possibile valutare con il fornitore l'upgrade del CTNR al sistema Stack Guard.
In commercio esistono sistemi alternativi di produttori diversi (SICK/DURAG)

Impianto: ZOLFI/ FCC

Analizzatore Polveri:DT990

S/N FCC : 23436 (probe)/23423 (elettronica)

S/N Zolfi : 28941

Produttore: PCME (UK) distributore italiano ItalControl

Principio di misura: Elettrodinamico

Campo certificato :0...30mg/m³

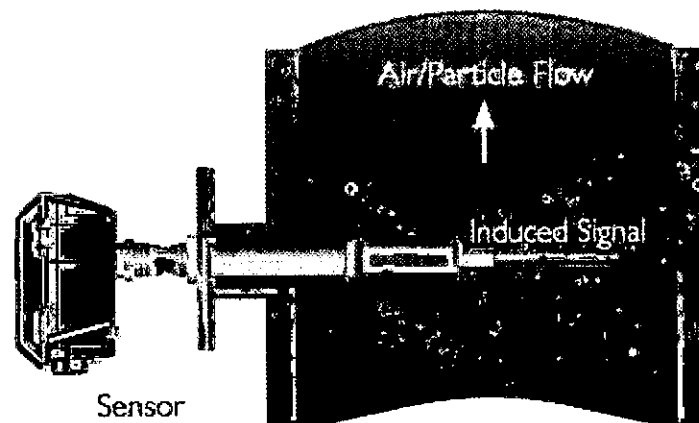
Anno installazione: 2006

Certificazione: MCERTS SIRA 050049/01 2006, TUV report 936/807009/B

Rapporto di QAL1: Non disponibile

Note:

L'analizzatore DT990 è un sistema di misura polveri in situ a principio elettrodinamico.



Non è fornibile la conformità alla QAL1 in quanto PCME ha certificato un altro prodotto denominato QAL991. Il fornitore ha comunicato che per ottenere la certificazione QAL1 sui sistemi attualmente montati andrebbe sostituita l'intera sonda e riprogrammata la centralina esistente.

La versione QAL991 è dotata della funzionalità di QAL3 integrata, particolarità che lo rende unico nel suo genere.

Purtroppo per l'applicazione sul FCC non è possibile la sostituzione in quanto le temperature superiori ai 500°C non consentono l'installazione del modello QAL991

Va osservato contestualmente che la recente fornitura dei polverometri DT990 è stata dettata dalle particolarità dei processi di raffineria e che trattandosi comunque di un sistema certificato si consiglia di rimandare all'ente di controllo la valutazione di conformità.

Impianto: Topping1/ CTE

Analizzatore Polveri: OMD41

S/N CTE: Sonda M221 05468022, sonda R22 05468022

S/N Topping1: Sonda M221 94498048, sonda R22 94498048

Produttore: SICK (DE)

Principio di misura: Estinzione di luce

Campo certificato :0...25mg/m³

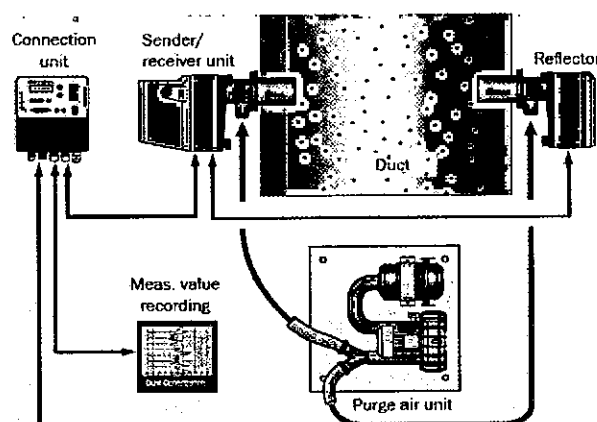
Anno installazione: 1994

Certificazione: MCERTS SIRA 040042/01 2007, TUV report 352/0855/93

Rapporto di QAL1: disponibile

Note:

Il polverometro OMD 41 è un polverometro a estinzione di luce.



Sick ha dichiarato che uscirà fuori produzione con il 2010

Impianto: Isola 7

Analizzatore Polveri: RM41

S/N: sonda M 93098038, sonda R 93098048

Produttore: SICK (DE)

Principio di misura: Estinzione di luce

Campo certificato :non disponibile

Anno installazione: 1994

Certificazione: non disponibile

Rapporto di QAL1: non disponibile

Note:

Il polverometro RM41 e l'OMD41 sono pressochè identici, L'OMD41 è infatti una versione successiva dell'RM41 che è uscito fuori produzione diversi anni fa.

L'OMD41 che sta uscendo di produzione (fine 2010), al momento viene proposto e fornito solo per particolari necessità.

L'RM41 può essere sostituito con il Dusthunter T100 di SICK o il DR290 di Durag (entrambi certificati) previo acquisto di un adattatore per la flangia.

Entrambi i prodotti sono concepiti per concentrazioni di polveri medio/alte, l'eventuale sostituzione del RM41 andrà valutata quindi sui parametri di processo attuali.

NOTE GENERALI

Si osserva come la conformità alla EN- 14956 non sia più l'unico requisito specifico che viene richiesto dalla Regione Lombardia; con l'introduzione della nuova norma EN 15267-3 in materia di modalità di certificazione degli analizzatori è possibile che venga richiesta tale conformità per l'installazione di **nuovi analizzatori**.

Fortunatamente tutti i maggiori produttori propongono sistemi alternativi già certificati secondo i nuovi standard certificativi richiesti per l'appunto dalla EN – 15267-3.

Rimarchiamo la necessità nel caso si rendesse necessario sostituire uno o più analizzatori di valutare il prodotto più idoneo con gli attuali livelli emissivi.



Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

Marzo 2010

OGGETTO: Misura di fuel gas ai forni di raffineria

Con riferimento al punto 2.1 del PMC "Metodi di analisi/misurazione gas di raffineria" e, in specifico, a quanto richiesto *per la determinazione dei flussi di gas di raffineria nei diversi forni* viene suggerita l'adozione di una norma che è relativa ai misuratori di portata di tipo Venturi.

In allegata si riporta una nota dei Servizi Tecnici di raffineria in cui si fa una disamina della situazione e vengono riportate alcune considerazioni generali.

Come si evince l'utilizzare strumenti di tipo venturi, attualmente non presenti, per ogni forno di raffineria comporterebbe un investimento notevole a fronte di un marginale guadagno in quanto la precisione della misura aumenterebbe ma non significativamente. Questo anche in considerazione del fatto che essendo la maggior parte dei camini monitorati in continuo tale misura non viene utilizzata per il calcolo delle emissioni.

Visto quanto sopra si ritiene quindi di non dar seguito a quanto indicato al paragrafo 2.1 e, ritenendo la strumentazione attualmente installata idonea per gli usi previsti, si propone il suo utilizzo come modalità di monitoraggio alternativo.

Allegato 1
Nota tecnica relativa alla misura del fuel gas ai forni

Eni S.p.A.
 Divisione Refining & Marketing
 Raffineria di Sannazzaro
 INGE AFF



**NOTA TECNICA RELATIVA ALLA MISURA DI
 PORTATA DI FUEL GAS AI FORNI DI
 RAFFINERIA**

Obiettivo della presente nota è quello di verificare la rispondenza degli strumenti di misura di fuel gas installati in raffineria alla norma ASME MFC – 7M, così come richiesto dal decreto AIA. La norma ASME MFC-7M "Measurement of GasFlow by Means of Critical Flow Ventury Nozzles" definisce le caratteristiche tecnico costruttive che debbono rispettare quegli strumenti che vengono utilizzati per la misura della portata di gas in processi critici.

Tale norma fissa come strumento di riferimento il *tubo venturi*, che viene quindi considerato come unico strumento dotato delle caratteristiche minime per soddisfare i requisiti specificati.

La stragrande maggioranza delle misure di portata di fuel gas in Raffineria è attualmente ottenuta mediante dischi calibri.

Un organo di strozzamento di questo tipo non può soddisfare la normativa in questione essenzialmente per i seguenti motivi :

- le prove di taratura previste per il calcolo dell'incertezza di misura si sviluppano su almeno 28 punti e sono caratterizzate da una rangeability molto ampia, nettamente superiore a quella standard degli orifici (1:3);
- il fattore di espansione Y richiesto è prossimo allo 0,99, decisamente superiore al valore tipico per i dischi calibri;
- la perdita di carico dopo la riduzione di sezione necessaria per il calcolo della portata, è molto bassa, pari a circa 1/6 di quella attraverso i diaframmi.

Ora, al fine di ottemperare quanto previsto dal capitolo A.46 ed A.47 del decreto è possibile percorrere 2 strade alternative:

- richiedere l'inserimento della norma ASME MFC-3M-2004, "Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi", tra le normative di riferimento per la definizione dei requisiti della strumentazione di misura della portata di fuel gas ai forni di raffineria, essendo tale norma adatta a tutti gli strumenti di misura di portata basati sul principio di restrizione di sezione e non ad uno in particolare;
- adeguare il parco strumenti di misura di portata di fuel gas di raffineria alla norma citata nel decreto, pianificando la progressiva sostituzione

dei dischi calibri con misuratori adeguati (V-cone, venturimetri classici, etc..)

Qualora si optasse per l'adeguamento dell'attuale parco strumenti alla norma ASME MFC – 7M sarebbe necessario pianificare, in occasione delle fermate di manutenzione di ciascuno degli impianti coinvolti, la sostituzione di oltre 60 dischi calibri.

Tale attività, che comporta l'acquisto di nuovi strumenti, la modifica delle tubazioni relative e l'adeguamento dell'impiantistica strumentale, avrebbe un rilevante impatto economico, stimabile attorno ai 900.000€, e potrebbe essere portata a compimento non prima di fine 2012, coerentemente ai piani di fermate programmate di manutenzione generale.

A fronte di un investimento di tale entità sarebbe così possibile passare da strumenti di misura aventi precisioni tipiche, presenti in letteratura, dell'ordine di 1,5%+2,5% ad altri aventi precisioni tipiche di 0,7%+1,5%.

ALLEGATO 1 – ESEMPIO CERTIFICATO DI CALIBRAZIONE VENTURI



LABORATORY/OFFICE:
54043 COUNTY RD. 57
Num. Colo. 05648
Phone: 970-897-2711
FAX: 970-897-2710

**COLORADO ENGINEERING
EXPERIMENT STATION INC.**

...the primary source for flow measurement solutions...



IOWA HIGH FLOW FACILITY
2363 240th Cr.
Clarissa, IA 50438
Phone: 641-623-0604
FAX: 641-623-0690

Model: VW08-127-PEO
Serial Number: 08-2025 Tap A
For: Order: 175727-000-OP
Data File: 09MCC-0075_1 Rev 1 Job: CE09975 Date: 02 October 2009
Inlet Diameter: 7.8252 inches Cone Diameter: 4.0954 inches
Test gas: AIR Standard density= 0.074896 lbm/ft³
at standard conditions of 529.67 °R, and 14.698 Psia
Diff: Differential pressure in std. inches of water @ 68 °F
Density: Flowing Density at meter INLET, pounds mass per cubic foot
Cd: Coefficient of Discharge
ReyNo: Meter diameter Reynolds number
Temp: EXIT temperature, degrees Rankine
Press: Meter INLET static pressure in psia
LBMS: Mass flowrate in pounds per second
Y: or 2001 Standard Expansion Factor

PL	Diff	Density	Cd	ReyNo	Temp	Press	LBMS	Y
1	2.28	0.896	0.8461	1144199	526.99	174.31	7.063	0.9997
2	2.25	0.895	0.8472	1143368	526.43	173.95	7.052	0.9997
3	1.88	0.862	0.8428	849084.1	524.54	128.24	5.207	0.9997
4	1.67	0.852	0.8449	849586.7	524.43	128.28	5.210	0.9997
5	1.25	0.492	0.8422	633404.4	523.79	95.36	3.872	0.9997
6	1.25	0.492	0.8428	633457.8	523.86	95.37	3.873	0.9997
7	0.92	0.361	0.8425	466274.9	523.98	89.96	2.847	0.9997
8	0.92	0.362	0.8445	467412.2	523.91	70.10	2.854	0.9997
9	0.67	0.265	0.8445	343083.3	523.82	51.40	2.091	0.9997
10	0.67	0.265	0.8451	343082.6	523.90	51.43	2.092	0.9997
11	0.49	0.192	0.8458	249334.8	523.74	37.32	1.519	0.9997
12	0.49	0.194	0.8454	250638.6	524.20	37.57	1.528	0.9997
13	0.37	0.148	0.8459	191464.4	524.40	28.71	1.167	0.9997
14	0.37	0.148	0.8448	191215.7	524.52	28.69	1.166	0.9997
15	43.18	1.055	0.8581	5559222	513.92	199.78	33.721	0.9945
16	42.98	1.056	0.8562	5574288	511.29	199.00	33.679	0.9945
17	21.30	1.071	0.8544	3978305	507.06	200.00	23.886	0.9973
18	21.38	1.074	0.8538	3990509	506.82	200.48	23.851	0.9973
19	11.12	1.089	0.8518	2867620	507.16	199.69	17.219	0.9986
20	11.20	1.074	0.8510	2881819	507.28	200.77	17.308	0.9986
21	8.57	0.821	0.8514	2210119	507.50	153.68	13.238	0.9986



LABORATORY/OFFICE:
54043 County Rd. 37
Nunn, Colo. 80643
Phone: 970-897-2711
FAX: 970-897-2710

**COLORADO ENGINEERING
EXPERIMENT STATION INC.**

...the primary source for flow measurement solutions...



IOWA HIGH FLOW FACILITY
2065 240th St.
Garner, IA 50438
Phone: 641-923-3664
FAX: 641-923-3823

Model: VW08-127-PED Serial Number: 09-2025 Tap A
 For: R Order: 175727-000-OP
 Data File: 09MCC-0076_1 Rev.1 Job: CE09975 Date: 02 October 2009
 Inlet Diameter: 7.6252 inches Cone Diameter: 4.0954 inches
 Test gas: AIR Standard density= 0.074896 lbm/ft³
 at standard conditions of 528.67 °R, and 14.696 Psia
 Diff: Differential pressure in std. inches of water @ 68 °F
 Density: Flowing Density at meter INLET, pounds mass per cubic foot
 Cd: Coefficient of discharge
 ReyNo: Meter diameter Reynolds number
 Temp: EXIT temperature, degrees Rankine
 Press: Meter INLET static pressure in psia
 LBMS: Mass flowrate in pounds per second
 Y: 2001 Standard Expansion Factor

Pl.	Diff	Density	Cd	ReyNo	Temp	Press.	LBMS	Y
22	8.52	0.816	0.8514	2197765	507.70	152.89	13.165	0.9986
23	6.38	0.608	0.8508	1640663	509.35	114.45	9.827	0.9988
24	6.38	0.607	0.8504	1637348	509.66	114.25	9.812	0.9986
25	5.01	0.405	0.8499	1186312	510.41	76.48	7.100	0.9983
26	5.00	0.405	0.8508	1184847	510.78	76.45	7.095	0.9983
27	5.51	0.204	0.8502	880847.4	511.89	38.61	5.271	0.9963
28	5.52	0.204	0.8498	880074	512.18	38.62	5.269	0.9963

**Raffineria di Sannazzaro**

TECON - R. Lucarno

Marzo 2010

OGGETTO: Forni e camini non monitorati in continuo

PREMESSA

La tematica "forni" è presente nel decreto AIA in varie forme e spesso collegata al monitoraggio camini. La presente nota ha lo scopo di evidenziare tutti i punti per cui è necessario un chiarimento con l'Ente di Controllo, anche sulla base delle riunioni già avute in data 28/1/2010 e 11/2/2010.

Determinazione fattore di emissione NOx e controllo del CO

Con riferimento al paragrafo relativo riportato a pagg. 18-19 del PMC e a valle di quanto già discusso nella riunione del 11/2/2010 (vedi punto 8 del verbale relativo), si recepisce che lo scopo di quanto proposto è la validazione del fattore di emissione locale utilizzato e che ci si riferisce solo ai forni afferenti ai camini non monitorati in continuo (vedi punto 9 verbale del 11/2/2010). Si riporta in allegato 1 una tabella riportante i dettagli di tali forni. Il contributo all'emissione di raffineria di tutti questi forni è inferiore al 10% del totale.

La metodologia indicata è molto onerosa in termini di tempo e richiederebbe di fare svariate analisi fumi in tutte le condizioni del forno. Si tenga presente che questi forni di raffineria sono condotti quasi sempre in condizioni stabili e non è possibile fare variazioni a meno di cambiare gli assetti di raffineria. Inoltre nel caso di alcuni forni afferenti ad un unico camino (vedi S15) non vi è la possibilità di campionare tutti i forni singolarmente. Nella tabella allegata si veda anche per questi forni dove già sono stati implementati bruciatori Low NOx.

Si propone quindi di andare a fare il confronto tra i valori come attualmente stimati a camino (ed a tal proposito si veda il Manuale di gestione dello SME) ed i valori riscontrati durante le campagne analitiche semestrali/annuali. A quel punto si allineeranno i valori stimati a quelli realmente misurati utilizzando fattori di compensazione e l'operazione sarà ripetuta al successivo campionamento.

Emissioni in aria per anno da misure discontinue

All'Appendice B del PMC punto 10.6 è riportata la procedura per il conteggio delle emissioni dai camini non monitorati, cioè quelli su cui vengono solo eseguite campagne di misura discontinue semestrali o annuali (vedi allegato 1). La procedura si basa sul fatto che *le concentrazioni sono misurate nelle situazioni di esercizio dell'impianto rappresentative delle condizioni medie di funzionamento*. Per stabilire tali condizioni è richiesto di valutare la *distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megajoule*. Intendendo che il confronto vada fatto in classi di MJ/h, visto che si parla di carichi termici, si può notare dalle potenzialità max dalla tabella in all. 1 come tale intervallo sia molto piccolo se comparato alle potenzialità dei forni stessi (o meglio dei singoli camini) e corrisponde a pochi kg/h di gas. Il mantenimento di una situazione simile in una situazione industriale è estremamente complesso. Ad esempio analizzando la situazione di un forno molto stabile come è il B2901, che immette i fumi al proprio camino S16, si riscontrano per il 2009, utilizzando intervalli di 500MJ/h, 13 intervalli che sono stati utilizzati

nell'anno in modo più o meno equivalente, risulta quindi impossibile stabilire un intervallo tipico anche se, in realtà, il forno è sempre più o meno nelle stesse condizioni.

Probabilmente è stato un errore di trascrittura e si volevano intendere intervalli di 5000 MJ/h.

Considerato che le potenzialità ai camini non monitorati vanno da un minimo di 22000 MJ/h ad un max di 270000 MJ/h proponiamo di poter individuare le condizioni di riferimento di ogni camino, da utilizzare al momento del campionamento, valutando la distribuzione dei carichi termici nell'anno precedente in classi pari al 10% della potenzialità max del forno stesso. La classe che sarà stata la più utilizzata verrà utilizzata come riferimento ed in quelle condizioni verranno effettuati i campionamenti discontinui. Se accettata tale metodologia sarà applicata dal secondo semestre 2010.

Monitoraggio O2 periodico

In Tab. 2 del PMC, pag. 12, per il parametro ossigeno è richiesto il monitoraggio sia in continuo che semestrale su tutti i forni di raffineria. Confermiamo che il monitoraggio in continuo è previsto su tutti i forni di raffineria mentre risulta sia impossibile in alcuni casi sia molto oneroso effettuare il monitoraggio discontinuo su tutti i forni anche perché molti di questi afefriscono poi a camini monitorati in continuo. Si propone quindi che il controllo semestrale sia fatto su tutti i camini, monitorati e non, ma non sui singoli forni dove comunque è sempre presente il monitoraggio in continuo.

Riassunto

Per i punti di cui sopra si chiede quindi la possibilità di utilizzo delle le metodiche di monitoraggio alternative proposte che riteniamo non diminuiscano l'efficacia di controllo per gli argomenti specificati.

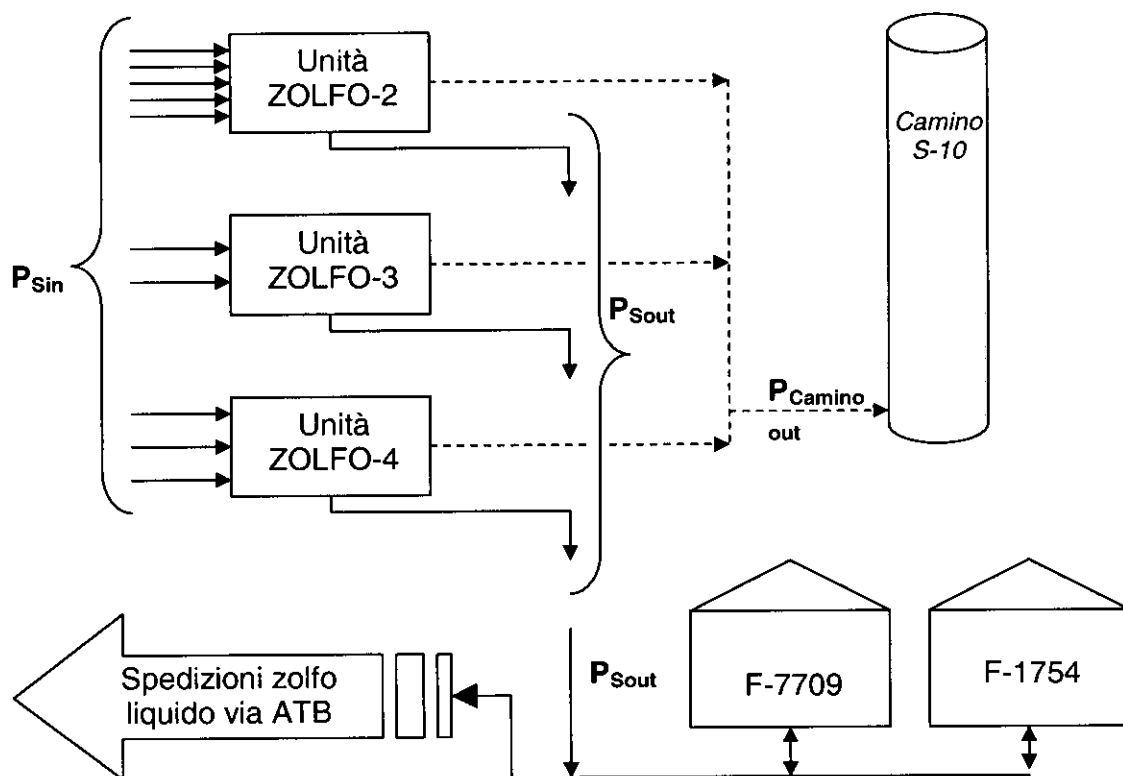
Allegato 1
Tabella forni

FORNO	POT. MAX FORNO (MJ/h)	CAMINO	POT. MAX CAMINO (MJ/h)	PRESA CAMPIONE FUMI	BRUCIATORI LOW NO_x	
B5101	22393	S02	22393	SI	NO	
B5102	174857	S03	174857	SI	SI	
B5501	37797	S06	37797	SI	NO	
B5502	28126	S07	28126	SI	NO	
B8003	269925	S12	269925	SI	NO	
B5001	8789	S15	163045	SI comune	SI	
B5002	50026	S15			SI	
B5003	17999	S15			SI	
B5401	2501	S15		SI comune	SI	
B5402	4193	S15			SI	
B6601	25121	S15		NO (solo su camino)	NO	
B6602	19687	S15		NO (solo su camino)	NO	
B5201A	17167	S15		NO (solo su camino)	NO	
B5201B	17563	S15		NO (solo su camino)	NO	
B2901	25625	S16		25625	SI	SI



Nota tecnica di comparazione tra utilizzo misure ingresso e uscita impianti claus per il calcolo di conversione

Configurazione impianti zolfo raffineria di Sannazzaro



P_{Sout} = Produzione zolfo liquido da impianti zolfi espressa come zolfo elementare

P_{Sin} = Carica impianti zolfi espressa come zolfo elementare

$P_{Camino\ out}$ = Emissione camino zolfi S-10 espressa come zolfo elementare

F-7709 e F-1754 = Serbatoi stoccaggio zolfo liquido

Strumentazione presente in impianto :

$P_{Sout \text{ Zolfo-2}}$: 17FC253 strumento misura coriolis zolfo liquido prodotto da unità Zolfo-2;

$P_{Sout \text{ Zolfo-3}}$: 77FI250 strumento misura coriolis zolfo liquido prodotto da unità Zolfo-3;

$P_{Sout \text{ Zolfo-4}}$: 74FC050 o in alternativa 74FI037, strumento misura coriolis zolfo liquido prodotto da unità Zolfo-4;

$P_{Camino \text{ out}}$: Analizzatore emissioni camino S-10 sistema SME con misura di Portata fumi e Concentrazione SO₂;

$P_{Sin \text{ Zolfo-2}}$: 17FC101, 17FC250, 17FFC259, 17FFC118, 17FC102, 17FC251, 17FI052 strumenti di misura portata gas a disco calibrato;

$P_{Sin \text{ Zolfo-3}}$: 77FC004, 77FC005 strumenti di misura portata gas a disco calibrato;

$P_{Sin \text{ Zolfo-4}}$: 74FC011, 74FC012, 74FC010, 74FI020 strumenti di misura portata gas a disco calibrato;

Definizioni e formule :

P_{Sout}

La portata di zolfo prodotto è calcolata dalla sommatoria delle portate degli strumenti coriolis per ogni impianto espressa come kg/h di zolfo elementare :

$$P_{Sout} = P_{Sout \text{ Zolfo-2}} + P_{Sout \text{ Zolfo-3}} + P_{Sout \text{ Zolfo-4}}$$

$P_{Camino \text{ out}}$

La portata di zolfo emessa dal camino è calcolata attraverso la portata volumetrica dei fumi e la concentrazione di SO₂ (dati derivanti dal sistema SME di raffineria), espressa come kg/h di zolfo elementare :

$$P_{Camino \text{ out}} = \frac{\text{Portata fumi (kNm}^3/\text{h)} \times \text{Concentrazione SO}_2 \text{ (mg/Nm}^3\text{)}}{1000} \times \frac{\text{peso mol S}_{elem.}}{\text{peso mol SO}_2}$$

P_{Sin}

(A) : La portata di zolfo equivalente in ingresso può essere calcolata dalla somma di tutte le portate in ingresso ai 3 zolfi (13 strumenti) moltiplicate ciascuna per la concentrazione di zolfo presente in ciascuna corrente. Attualmente vengono fatte solo analisi spot con ditta specializzata su tali stream, occorrerebbe quindi installare 10 gascromatografi per avere i valori in continuo, (il gas della 17FFC259 ha la stessa composizione della 17FC101, la 17FFC118 come la 17FC250, la 74FI020 come la 17FI052 vedi allegato) .

(B) : Oppure più semplicemente la portata di zolfo in ingresso può essere calcolata come somma dello zolfo liquido prodotto in uscita impianti e dello zolfo equivalente non convertito emesso dal camino :

$$P_{Sin} = P_{Sout} + P_{Camino\ out}$$

η

La conversione zolfo alle unità claus è pari a :

$$\eta = \frac{P_{Sout}}{P_{Sin}}$$

Confronto fra i metodi di calcolo della portata di zolfo in ingresso

$$(A) P_{Sin} = \sum_{13} P_{Sin\ i\ esima}$$

$$(B) P_{Sin} = \sum_3 P_{Sout} + P_{Camino\ out}$$

La stima (B) di P_{Sin} attraverso il calcolo di $P_{Sout} + P_{Camino\ out}$, applicata alla configurazione impianti zolfi della raffineria, è vantaggiosa rispetto alla stima (A) della sommatoria dei singoli flussi i-esimi che compongono la P_{Sin} per varie ragioni di cui elenchiamo qui le principali. Si veda per completezza anche la tabella riassuntiva delle caratteristiche della strumentazione necessaria alle due stime riportata in allegato 1.

- Il grado di incertezza dei misuratori coriolis è notevolmente migliore rispetto a quello delle flange di misura. Si tenga inoltre presente che mentre i Coriolis forniscono direttamente una misura in peso, invece per misurare la portata in peso dalle flange di misura gas a disco calibrato, è necessario compensare il valore con pressione, temperatura e densità del gas, parametri che aggiungono ulteriori incertezze alla misura ma che, per semplicità, non andiamo a conteggiare. Sovente la tipologia di strumentazione con il principio effetto coriolis è utilizzata anche per misure fiscali data l'elevata precisione e affidabilità;
- Le misure dei tre P_{Sout} , presentano il vantaggio di essere misura diretta in termini di zolfo elementare equivalente sia perchè gli strumenti a effetto coriolis sono misuratori massici sia per il fatto che il prodotto è zolfo liquido allo stato elementare. Invece le misure delle diverse $P_{Sin\ i-esime}$ in ingresso per poter essere espresse in termini di zolfo elementare, essendo stream gassosi con differenti composti tra cui H_2S , richiedono

oltre alla misura di portata anche strumentazione per l'analisi della composizione gas, in dettaglio sarebbe necessario un gascromatografo per ogni stream;

- I gascromatografi sono strumenti estremamente delicati che hanno ratei di guasto molto alti soprattutto su stream, come quelli in oggetto, non "puliti" ed inoltre hanno un'incertezza anch'essa molto alta soprattutto per il fatto che l'installazione è di tipo industriale e non da laboratorio;
- La stima $P_{Sin} = \sum_3 P_{Sout} + P_{Camino\ out}$ tiene conto di 3 fattori principali per cui la propagazione degli errori è certamente minore rispetto alla $P_{Sin} = \sum_{13} P_{Sin-i\ esima}$ che invece tiene conto di 13 x 2 differenti fattori;
- La stima di $P_{Sin} = \sum_{13} P_{Sin-i\ esima}$ è poco affidabile statisticamente visto l'alto numero di strumenti in gioco e la qualità dei gas da misurare. Al contrario gli strumenti di misura coriolis presentano una elevata affidabilità per qualsiasi tipo di prodotto.

Per il caso (A) per ogni stream in ingresso possiamo calcolare l'incertezza come:

$$U_{tot} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

Mettendo nella formula i due contributi principali :

- L'incertezza tipica misurazione flussi = 1.5%
- L'incertezza tipica di un gascromatografo necessario per analizzare la concentrazione di H₂S in stream gassoso = 5%

Gli altri contributi, vedi strumenti per compensazione, che comunque potrebbero solo far aumentare l'incertezza li trascuriamo.

Si arriva quindi a valutare l'incertezza associata per ciascuno dei 13 stream per il **caso (A)**:

$$U_{tot} = \sqrt{1.5\%^2 + 5\%^2} = 5.22\%$$

Per il caso (B), visto che il valore tipico di η è circa 99,5% quindi $P_{Camino\ out}$ è approssimativamente pari a circa 0.5% di P_{Sin} assumiamo per calcolare l'incertezza: $P_{Sin} \cong P_{Sout}$, ritenendo trascurabile l'incremento dell'incertezza del sistema di misura di $P_{Camino\ out}$. Quindi l'incertezza di ciascuno dei 3 stream utilizzati per calcolare P_{Sin} nel **caso (B)** è pari all'incertezza pura dello strumento cioè <0.2%.

Si vede quindi che l'incertezza della stima diretta di P_{Sin} è maggiore dell'incertezza della stima indiretta da $P_{Sout} + P_{Camino\ out}$ sia a causa del numero di stream da considerare sia a causa della maggiore incertezza apportata da ciascuno stream.

Calcolo della conversione

Utilizzando quindi l'approccio (B) invece che quello (A), ovviamente a parità di dati provenienti da SME, si ritiene la stima della conversione molto più precisa e nel contempo più affidabile.

Allegato 1

Tabella con caratteristiche strumenti di impianto

Caso (A)

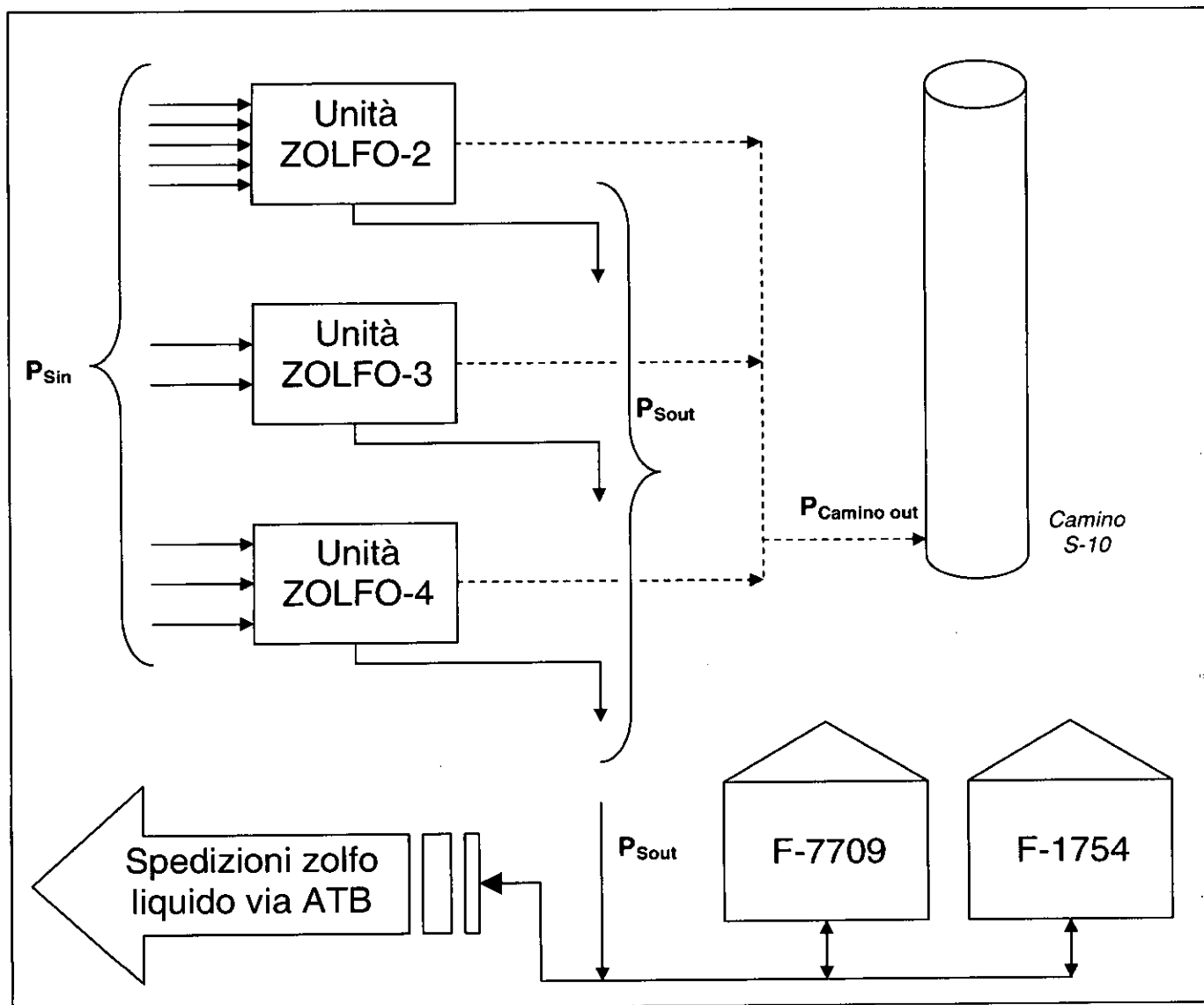
Impianto	Correnti ingresso impianti zolfi $P_{Sin-iesima}$		Incertezza tipica misurazione flussi	Incertezza globale composta della determinazione flussi In termini di zolfo elementare equivalente	Affidabilità o fattore di servizio misurazione flussi
Zolfo-2	Gas acido da DESGAS-1 e DESGAS-2	17FC101	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-2	Gas acido da IGAS	17FC250	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-2	Bypass 2 ^a zona Gas acido da DESGAS-1 e DEEGAS-2	17FFC259	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-2	Bypass 2 ^a zona Gas acido da IGAS	17FFC118	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-2	Gas da SWS-2	17FC102	1,5%	5.2%	bassa
Zolfo-2	Gas da SWS IGAS	17FC251	1,5%	5.2%	bassa
Zolfo-2	Gas SO ₂ da Belco	17FI052	1,5%	5.2%	bassa
Zolfo-3	Gas acido da DESGAS-2 e DESGAS-3	77FC004	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-3	Gas da SWS-3	77FC005	1,5%	5.2%	bassa
Zolfo-4	Gas acido da DESGAS-4	74FC011	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-4	Bypass 2 ^a zona Gas acido da DESGAS-4	74FC012	1,5%	5.2%	alta
Zolfo-4	Gas da SWS-4	74FC010	1,5%	5.2%	bassa
Zolfo-4	Gas SO ₂ da Belco	74FI020	1,5%	5.2%	bassa

Caso (B)

Impianto	Correnti uscita impianti zolfi $P_{Sout-iesima}$		Incertezza tipica misurazione flussi	Affidabilità o fattore di servizio misurazione flussi
Zolfo-2	Produzione zolfo liquido	17FC253	<0,2%	alta
Zolfo-3	Produzione zolfo liquido	77FI250	<0,2%	alta
Zolfo-4	Produzione zolfo liquido	74FC050	<0,2%	alta



Istruzione Operativa per Calcolo conversione impianti zolfi



P_{Sout} = Produzione zolfo liquido da impianti zolfi espressa come zolfo elementare

P_{Sin} = Carica impianti zolfi espressa come zolfo elementare

$P_{Camino out}$ = Emissione camino zolfi S-10 espressa come zolfo elementare

F-7709 e F-1754 = Serbatoi stoccaggio zolfo liquido

Elenco strumenti interessati :

$P_{Sout \text{ Zolfo-2}}$: 17FC253 strumento misura zolfo liquido prodotto da unità Zolfo-2 (t/h)

$P_{Sout \text{ Zolfo-3}}$: 77FI250 strumento misura zolfo liquido prodotto da unità Zolfo-3 (kg/h)

$P_{Sout \text{ Zolfo-4}}$: 74FC050 o in alternativa 74FI037, strumento misura zolfo liquido prodotto da unità Zolfo-4 (kg/h)

$P_{Camino \text{ out}}$: Analizzatore emissioni camino S-10 sistema SME con misura di Portata fumi (kNm³/h) e Concentrazione SO₂ (mg/Nm³)

Giacenza serbatoio F-7709 : 77MI012 (t)

Giacenza serbatoio F-1754 : 17MI001 (t)

Metodo di calcolo :

P_{Sout}

La portata di zolfo prodotto è calcolata dalla sommatoria delle portate degli strumenti coriolis per ogni impianto espressa come kg/h di zolfo elementare :

$$\begin{aligned} P_{Sout} &= P_{Sout \text{ Zolfo-2}} + P_{Sout \text{ Zolfo-3}} + P_{Sout \text{ Zolfo-4}} = \\ &= 17FC253 \text{ (t/h)} \times 1000 + 77FI250 \text{ (kg/h)} + 74FC050 \text{ (kg/h)} \end{aligned}$$

$P_{Camino \text{ out}}$

La portata di zolfo emessa dal camino è calcolata attraverso la portata volumetrica dei fumi e la concentrazione di SO₂, espressa come kg/h di zolfo elementare :

$$P_{Camino \text{ out}} = \frac{\text{Portata fumi (kNm}^3\text{/h)} \times \text{Concentrazione SO}_2 \text{ (mg/Nm}^3\text{)}}{1000} \times \frac{\text{peso mol S}_{elem.}}{\text{peso mol SO}_2}$$

P_{Sin}

La portata di zolfo equivalente in ingresso è data dalla somma di dello zolfo liquido in uscita impianti e dello zolfo emesso dal camino :

$$P_{Sin} = P_{Sout} + P_{Camino \text{ out}}$$

η

La conversione zolfo media giornaliera alle unità claus è pari a :

$$\eta = \frac{P_{Sout}}{P_{Sin}} = \frac{P_{Sout}}{(P_{Sout} + P_{Camino\ out})}$$
$$\eta_{media_giorno-i} = \frac{P_{Sout\ media_giorno-i}}{(P_{Sout} + P_{Camino\ out})_{media_giorno-i}}$$

Gestione anomalie strumenti misura zolfo liquido :

- Relativamente all'impianto Zolfo-4, in caso di fuori servizio dello strumento di misura 74FC050 è possibile utilizzare in alternativa lo 74FI037 e viceversa.
- Per tutti gli impianti zolfo in generale in caso di anomalie di fuori servizio del/degli strumenti di misura zolfo liquido per un periodo maggiore di 12 ore, per la misura di P_{Sout} si procederà alla stima della quantità di zolfo liquido giornaliero prodotto attraverso calcolo delle quantità fiscali spedite via ATB, al netto dell'accumulo giacenze nei serbatoi di stoccaggio zolfo di raffineria F-7709 e F-1754.

Formula sostitutiva per il calcolo del P_{Sout} medio giornaliero per giorno i-esimo :

$P_{Sout\ media_giorno-i} =$

Spedizioni $_{giorno\ i}$ + Giacenza stoccaggi $_{giorno\ i+1\ ore\ 6:00}$ - Giacenza stoccaggi $_{giorno\ i\ ore\ 7:00}$

-> *giorno i : dalle 06:00 del giorno i alle 06:00 del giorno i+1*

- In caso si anomalia di fuori servizio del/degli strumenti misura zolfo liquido coriolis per un periodo limitato minore di 12 ore, si procederà all'inserimento di/dei valori mancanti per interpolazione, stimando un valore medio tra l'ultimo e il primo validato disponibile nell'intorno del periodo.

Gestione anomalie strumenti misura camino S-10 :

- In caso di anomalia del/degli strumenti misura *Portata fumi* e *Concentrazione SO₂* del camino S-10, il calcolo della conversione è escluso relativamente a quel periodo e registrato a sistema che il valore è escluso con nota esplicativa.

Gestione dati su sistema informativo :

- Dati da campo acquisiti da sistema informativo CIPROS :
Produzione zolfo : 17FC253 ; 77FI250 ; 74FC050; 74FI037, 77MI012 ; 17MI001;
- Dati acquisiti da sistema SIGES : Spedizioni autobotti zolfo liquido
- Dati acquisiti da sistema SME : Portata fumi e Concentrazione SO₂ camino S-10
- Calcolo del rendimento su base giornaliera come da formule precedenti
- Per giorno si intende sempre una giornata dalle ore 6.00 del giorno stesso alle ore 6.00 del giorno successivo

Registrazione dati su base giornaliera :

- Produzione *media* giornaliera zolfo liquido (P_{Sout}) per ogni impianto (kg/h) ;
- Portata fumi totale *media* giornaliera (kNm³/h) e Concentrazione *media* giornaliera SO₂ camino S10 (mg/Nm³);
- Calcolo zolfo equivalente *media* giornaliera emesso a camino $P_{Camino\ out}$ (kg/h) ;
- Conversione (η) *media* giornaliera globale degli impianti zolfo (%) ;
- Note .



Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

Marzo 2010

OGGETTO: Note a par. 2.5 PMC Decreto AIA Raffineria di Sannazzaro “Metodi di misurazione del flusso e del peso molecolare dei gas inviati alla torcia”

PREMESSA

Fatto salvo quanto riportato nei verbali di riunione ISPRA-ARPA Lombardia- Raffineria di Sannazzaro del 28/1/2010 e del 11/2/2010 e nota “Gas in torcia” inviata in data 9/2/2010 e discussa nella riunione del 11/2/2010, si dettagliano qui i punti relativi al *Flussimetro* riportati nel paragrafo in oggetto e si riportano i risultati della campagna analitica richiesta sui gas alla torcia.

Flussimetro

Il flusso di gas alla torcia deve essere monitorato continuamente con l'utilizzo di un flussimetro che risponda ai seguenti requisiti minimi:

Attualmente la raffineria ha installato un misuratore di portata di tipo Panametrics su ogni collettore di torcia. I misuratori sono stati installati in tempi diversi e sono tutti in servizio continuo dal 2009. La necessità di queste misure era nata a seguito della Direttiva CEE di recepimento del Protocollo di Kyoto che imponeva nelle Linee Guida la misura del gas inviato in torcia con strumentazione di quella tipologia, cioè con rilevazione contemporanea di portata e peso molecolare.

1. *Limite di rilevabilità 0.03 m/s*

Confermato (vedi allegato 2)

2. *Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0.3 e 84 m/s nel punto in cui lo strumento è installato*

Confermato (vedi allegato 2); limite superiore maggiore di quanto richiesto

3. *Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$*

Confermato (vedi allegato 2)

4. *Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione di adduzione alla torcia da essere rappresentativo del flusso bruciato in fiaccola*

Si conferma tale assetto

5. *Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore ad una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$*

Si veda in allegato 1 la proposta di manutenzione/taratura periodica predisposta di concerto con la Ditta fornitrice degli strumenti che riteniamo garantisca il $\pm 20\%$ di accuratezza continua.

Qualità gas

Durante la riunione del 28/1/2010 erano stati richiesti i dati storici di qualità del gas in torcia ed una campagna continuativa mirata in modo da poter approfondire la tematica della variabilità del gas stesso.

Il riassunto dei dati storici, inviato già con precedente documento, è stato il seguente:

Componente	Unità	MEDIA	MIN	MAX
idrogeno	% mole	35,80	15,85	67,03
penteni e superiori	% mole	2,27	0,97	4,40
anidride carbonica	% mole	1,31	0,19	3,15
propano	% mole	6,23	3,33	8,79
propilene	% mole	3,06	0,84	15,97
iso butano	% mole	2,85	1,70	4,39
cos	% mole		0,00	0,00
normal butano	% mole	3,18	1,64	5,16
idrogeno solforato	% mole	1,27	0,02	2,52
1 butene	% mole	0,29	0,03	0,64
iso butene	% mole	0,35	0,11	0,79
trans 2 butene	% mole	0,24	0,04	0,69
iso pentano	% mole	1,49	0,86	2,59
cis 2 butene	% mole	0,18	0,07	0,51
3 metil butene 1	% mole		0,00	0,00
normal pentano	% mole	1,10	0,46	2,44
1.3 butadiene	% mole	0,04	0,01	0,09
etilene	% mole	1,33	0,34	8,34
etano	% mole	5,57	2,43	9,29
O2 + Ar	% mole	0,80	0,33	1,55
azoto	% mole	11,82	2,92	21,09
metano	% mole	12,66	6,08	33,61
monossido di carbonio	% mole	9,43	0,18	21,20
peso molecolare da g.c.	- - -	23,69	16,53	31,17
PCI	Kcal / kg	8560,52	7255,69	11569,30

Sono state poi eseguite varie analisi nel mese di febbraio e, in specifico, nelle settimane del 15/2 e 22/2 sono stati prelevati un campione al giorno ed analizzato. I risultati sono stati i seguenti:

Componente	Unità	L	M	M	G	V	L	M	M	G	V	Media	Max	Min.
		15/2/10	16/2/10	17/2/10	18/2/10	19/2/10	22/2/10	23/2/10	24/2/10	25/2/10	26/2/10			
Idrogeno	% mole	27,89	25,48	27,86	27,05	32,75	39,6	36,07	35,8	31,84	35,56	31,99	39,60	25,48
Penteni e superiori	% mole	1,85	2,21	2,38	1,75	2,68	0,45	0,07	0,24	2,57	0,02	1,42	2,68	0,02
Anidride carbonica	% mole	0,35	0,41	0,51	0,45	0,52	0,23	0,58	0,81	0,37	0,18	0,44	0,81	0,18
Propano	% mole	6,75	11,95	8,81	9,9	9,18	11,03	12,19	11,23	11,69	14,08	10,68	14,06	6,75
Propilene	% mole	2,4	3,33	2,71	1,4	1,78	1	1,72	1,54	1,77	0,75	1,84	3,33	0,75
Iso butano	% mole	2,8	4,93	4,76	3,12	3,82	4,79	4,8	3,84	3,47	4,66	4,10	4,93	2,80
CO2	% mole	< 0,01	< 0,01	< 0,01		< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,00	0,00	0,00
Normal butano	% mole	4,03	5,68	5,78	4,63	6,5	6,82	6,57	5,42	6,33	8,98	6,07	8,98	4,03
Idrogeno solforato	% mole	0,48	0,44	1,59	1,18	1,75	< 0,01	< 0,01	0,75	1,51	< 0,01	1,10	1,75	0,00
1 butene	% mole	0,53	0,45	1	0,41	0,56	< 0,01	< 0,01	0,22	0,39	< 0,01	0,51	1,00	0,00
Iso butene	% mole	0,52	0,45	0,76	0,45	0,53	< 0,01	< 0,01	0,06	0,45	< 0,01	0,46	0,76	0,00
Trans 2 butene	% mole	0,41	0,32	0,97	0,35	0,44	< 0,01	< 0,01	0,19	0,32	0,01	0,38	0,97	0,00
Iso pentano	% mole	1,43	1,6	1,84	1,43	2,03	1,23	0,17	1,61	2,13	0,49	1,40	2,13	0,17
Cis 2 butene	% mole	0,29	0,24	0,69	0,24	0,3	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,23	< 0,01	0,33	0,69	0,00
3 metil butene 1	% mole	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,00	0,00	0,00
Normal pentano	% mole	1,08	1,25	1,55	1,11	1,7	0,6	0,04	1,17	1,81	0,2	1,05	1,81	0,04
1.3 butadiene	% mole	0,01	0,01	0,03	0,01	0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,01	0,01	< 0,01	0,01	0,03	0,00
Etilene	% mole	1,73	2,76	1,92	0,93	0,89	1,14	1,23	0,8	0,83	1,01	1,32	2,76	0,80
Etano	% mole	5,96	8,78	7,91	7,21	7,06	7,24	8,03	8,4	8,49	9,25	7,83	9,25	5,96
O2 + Ar	% mole	0,51	0,33	0,38	0,77	0,73	0,53	0,56	0,69	0,86	0,08	0,54	0,86	0,08
Azoto	% mole	23,7	8,28	9,83	22,63	10,9	11,32	11,69	8,36	10,93	9,94	12,76	23,70	8,28
Metano	% mole	17,03	20,78	18,47	14,65	15,69	13,74	16,11	13,15	13,87	14,64	15,81	20,78	13,15
Monossido di carbonio	% mole	0,25	0,33	0,24	0,35	0,17	0,26	0,16	5,71	0,13	0,17	0,78	5,71	0,13
Peso molecolare da g.c.	- - -	25,16	27,78	27,80	26,26	26,61	22,79	22,76	23,86	27,22	24,04	25,43	27,80	22,76
PCI	Kcal / kg	8.354	10.321	10.021	8.444	9.843	10.025	9.894	9.613	9.888	10.309	9.671	10.321	8.354

Come si vede la tipologia di gas (in termini di componenti) è abbastanza equivalente in tutti i campionamenti ed il PCI sempre elevato anche nei casi peggiori per cui ciò garantisce sicuramente una buona combustione in tutte le situazioni

Stante quanto sopra e anche con riferimento alla precedente nota inviata si ribadisce la proposta di effettuare un campionamento settimanale per analisi del gas inviato alla torcia.

Allegato 1



MAN SOI OVEST

Oil Refining & Marketing

HUB NO - Raffineria di Sarnano

16/03/10

Nota tecnica

TARATURA PERIODICA MISURATORI DI PORTATA GAS IN TORCIA

PROPOSTA PER ISPRA

DATA	Revisione	descrizione	Emesso	Approvato
22/02/2010	0	Per commenti	MAN SOI OVEST	MAN AFF
23/02/2010	1	Approvazione	MAN SOI OVEST	MAN AFF
16/03/2010	2	Emissione	MAN SOI OVEST	MAN AFF



MAN-SOI OVEST

eni Refining & Marketing

HUBNO - Raffineria di Sarnano

22/02/10

1.0 SCOPO

Scopo della presente nota è proporre una metodologia di controllo periodico dei misuratori di portata di gas in torcia per ottemperare alle richieste delle prescrizioni ISPRA ed, in particolare a quanto richiesto al punto 5 dell'estratto di seguito riportato:

"il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$ ".

2.0 STRUMENTI OGGETTO DEL CONTROLLO

Saranno interessati dalle manutenzioni periodiche, con le modalità descritte di seguito, gli strumenti:

- a. 72FI015 - portata HC a TAV su collettore 42"
- b. 72FI016 - portata HC a TAV su collettore 44"
- c. 72FI102 - portata HC a TAN
- d. 72FI208 - portata HC a torcia HDC2

3.0 MODALITÀ DI CONTROLLO

Gli strumenti di misura, del tipo ad ultrasuoni, sono forniti dalla società GE SENSING, che è anche la stessa coinvolta nella taratura periodica. Le evidenze di manutenzione fino a qui riscontrate hanno mostrato che la taratura completa dei quattro strumenti installati prevede, indicativamente:

- la messa fuori servizio temporanea dello strumento di misura
- l'estrazione della sonda di misura e la calibrazione a banco di prova
- la verifica delle compensazioni in pressioni e temperatura
- il montaggio della sonda, la verifica dei parametri di funzionalità online e la messa in servizio.

Tali operazioni complessivamente richiedono cinque giorni lavorativi e possono essere svolte a patto che le valvole di intercetto siano perfettamente funzionanti e garantiscano perfetta tenuta.

Considerata la buona affidabilità degli strumenti, riscontrata con l'esercizio delle sonde e dati i lunghi tempi per la taratura, si propone di adottare la seguente politica manutentiva:



MAN SOI OVEST

eni Refring & Marketing

HUB NO - Raffineria di Sannazzaro

22/02/10

a. Verifica di taratura

Controllo da eseguire a cura di personale ENI o di impresa titolare di CQ di manutenzione strumentale con cadenza mensile, finalizzato alla verifica della rispondenza dei parametri di calibrazione ai valori nominali indicati dal costruttore.

In occasione della verifica lo strumentista compilerà una check list (vedasi allegato), concordata con GE SENSING, che sarà archiviata per eventuali controlli successivi da parte dell'ente notificato.

Verrà effettuato idoneo corso di formazione da parte del costruttore da estendere al personale di manutenzione per lo svolgimento delle attività indicate, nonché la fornitura del software di interfaccia PC-sonde.

Salvo i tempi necessari per la regolarizzazione contrattuale, si prevede di andare a regime con questo sistema di verifica mensile entro fine maggio 2010.

b. Taratura delle sonde

Attività da eseguire, in maniera programmata con cadenza semestrale, a cura di GE SENSING, con conseguente rilascio di un certificato di taratura per ciascuna sonda.

Verrà eseguita la taratura delle sonde anche al di fuori del periodo programmato, nel caso in cui i controlli mensili dessero evidenza di scostamenti significativi tra i dati rilevati e quelli nominali.

4.0 RICAMBI

Data la criticità delle misure si metteranno a scorta:

1. un'unità di elettronica di controllo completa
2. almeno due schede di alimentazione (il costruttore dichiara che sono gli elementi con il tasso di guasto maggiore, cosa tra l'altro dimostrata dagli interventi di manutenzione eseguiti fino ad oggi)



MAN SOL OVEST

eni Refining & Marketing

HUB NO - Raffineria di Sannazzaro

22/02/10

March 2008

Displaying Diagnostic Parameters (cont.)



Press the [←] and [→] keys and the appropriate [F_x] key to display a different diagnostic parameter or to EXIT the *Diagnosis Show*.

Table 3-1 below lists the available diagnostic parameters for the Model GP 868. The first column in the table shows the parameter as it appears on the option bar, while the second column shows the parameter as it appears in the prompt area after it has been selected.

Table 3-1: Available Diagnostic Parameters

Option Bar	Screen Display	Description	Good	Bad
SSup	UP Sig Strength	Displays the signal strength for the upstream transducer.	50-75	<50 or >75
SSdn	DN Sig Strength	Displays the signal strength for the downstream transducer.	50-75	<50 or >75
SNDSP	Sound speed F/ft	Displays the measured sound speed of the fluid.	N.A.	N.A.
Tup	UP Transit 5 usec	Displays the upstream transit time of the ultrasonic signal in microseconds.	N.A.	N.A.
Tdown	DN Transit usec	Displays the downstream transit time of the ultrasonic signal in microseconds.	N.A.	N.A.
DELTA	DeltaT usec.	Displays the difference in usec between upstream and downstream transit times.	N.A.	>10,000 usec
Tot K KRel	MULTI*KFactor	Displays combination of all K factors.	N.A.	N.A.
PEAK%	PEAK%	Displays the percentage of peak (set to +50 by default).	N.A.	N.A.
Qup	UP Signal Q	Displays the signal quality for the upstream transducer.	≥ 1200	-400 to -400
Qdown	DN Signal Q	Displays the signal quality for the downstream transducer.	≥ 1200	-400 to -400
AMPup	UP Amp Discrim	Displays the value for the amplitude discriminator of the upstream transducer.	24 ± 5	<19 or >29
AMPdn	DN Amp Discrim	Displays the value for the amplitude discriminator of the downstream transducer.	24 ± 5	<19 or >29
CNTup	UP DAC Counts	Displays the AGC DAC count for upstream gain setting.	N.A.	N.A.
CNTdn	DN DAC Counts	Displays the AGC DAC count for downstream gain setting.	N.A.	N.A.



MAN SOI OVEST

eni Refining & Marketing

HUB NO - Raffineria di Sannazaro

22/02/10

March 2008

Table 3-1: Available Diagnostic Parameters (Continued)

Option Bar	Screen Display	Description	Good	Bad
P#up	UP ← Peak	Displays signal peaks for the upstream transducer.	100 to 2300	<100 or >2300
P#dn	DN ← Peak	Displays signal peaks for the downstream transducer.	100 to 2300	<100 or >2300
TEMP	Temperature °F*	Displays the gas temperature (4-20 mA input).	N.A.	N.A.
PRES	Pressure psia	Displays the gas pressure (4-20 mA input).	N.A.	N.A.
Mw	Molecular WL	Displays the average molecular weight of the gas.	N.A.	N.A.
AcVOL	Act Vol. KACF/ MIN	Displays actual volumetric flow.	N.A.	N.A.
StVOL	Std Vol. KSCF/MIN	Displays standard volumetric flow, if STANDARD equation is used.	N.A.	N.A.
Toff*	Skon T Offset .usec	Displays dynamically calculated signal timing offset in Skon signal measurement.	N.A.	N.A.
Tu S*	UP Transl S usec	Displays Skon T _{up} .	N.A.	N.A.
Td S*	DN Transl S usec	Displays Skon T _{dn} .	N.A.	N.A.
DT S*	Delta T S usec	Displays Skon DELTA.	N.A.	N.A.
Tu M*	UP Transl M usec	Displays Measure T _{up} .	N.A.	N.A.
Td M*	DN Transl M usec	Displays Measure T _{dn} .	N.A.	N.A.
DT M*	Delta T M usec	Displays Measure Delta.	N.A.	N.A.
Vinst	Vinst. Ft/s	Displays the instantaneous velocity for comparison with Vcl without averaging.	N.A.	N.A.
EXIT	Lost parameter	Leave the Diagnostics Menu	N.A.	N.A.

* These options are available only in the Skon/Measure mode.

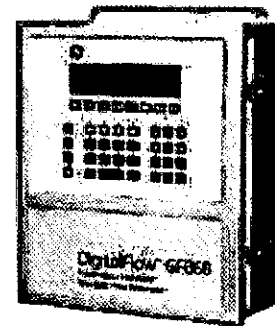
Allegato 2

Caratteristiche strumenti installati per misura portata a torce

GE
Sensing & Inspection Technologies

DigitalFlow™ GF868

Panametrics Flare Gas Mass
Ultrasonic Flowmeter with
Extended Performance Range



Applications

The DigitalFlow GF868 flowmeter is a complete ultrasonic flow metering system for:

- Flare gas
 - Track down or prevent losses from leakage with positive material identification
 - Account for total plant throughput of material
 - Reduce cost of steam usage with proportional control
 - Conserve energy by eliminating unnecessary flaring
 - Comply with government regulations for pollution control
- Vent gas

Features

- Measures velocity, volumetric and mass flow
 - New standard velocity range to 100 m/s (328 ft/s) standard
 - New extended velocity range to 120 m/s (394 ft/s) *
 - Measures instantaneous average molecular weight
 - Measures hydrocarbon gases
 - Minimal maintenance due to no moving parts, no holes or tubes, and tolerance to dirty or wet conditions
 - Delivers accurate flow rate, independent of gas composition
 - Measures very low to very high velocity
 - Field-proven installation techniques
 - Built-in totalizers
 - Built-in power supply for pressure and temperature transmitters
 - 3940 to 1 turndown ratio
 - One- or two channel/path configurations
- *Velocity maximum may be higher in specific installations—consult with GE



Flare Gas Mass Flowmeter

The DigitalFlow GF868 ultrasonic flowmeter uses the patented Correlation Transit-Time™ technique, digital signal processing, and an accurate method of calculating molecular weight. Add to these features the inherent advantages of ultrasonic flow measurement—reliability with no routine maintenance, high accuracy, fast response, wide rangeability—and the DigitalFlow GF868 flowmeter is the clear choice for flare gas applications.

Correlation Transit-Time Technology is Ideal for Flare Gas Flow Measurement

The Correlation Transit-Time technique has distinct advantages over other methods of flare gas flow measurement, and it is used to solve a variety of difficult problems. Typically, gas in flare stacks, headers or laterals is a mixture of components from different sources. Flow rate in flare systems may be unsteady or even bidirectional. Pulsating pressure, varying composition and temperature, harsh environment, and wide flow range further complicate the measurement. The GF868 is designed for superior performance under these conditions.

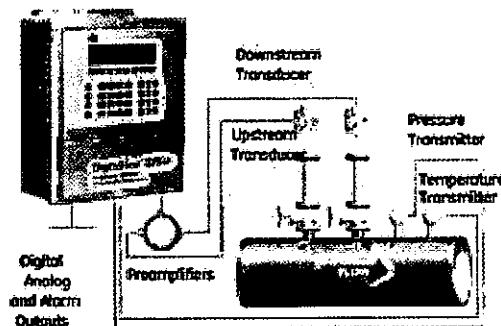
Patented Molecular Weight Measurement Method

The DigitalFlow GF868 uses a patented method for calculating the average molecular weight of hydrocarbon mixtures. This proprietary algorithm extends the range for measuring average molecular weight, while improving accuracy and compensating for nonhydrocarbon gases better than ever before possible. Higher accuracy mass flow data and more precise knowledge of flare gas composition can improve the efficiency of plant operation, enabling correct metering of steam injection at the flare tip, rapid troubleshooting of leaks into the flare stream, early detection of process control problems, and accurate plant balance.

Best Technology for Flare Gas

Ultrasonic flow measurement, the ideal technology for flare gas applications, is independent of gas properties,

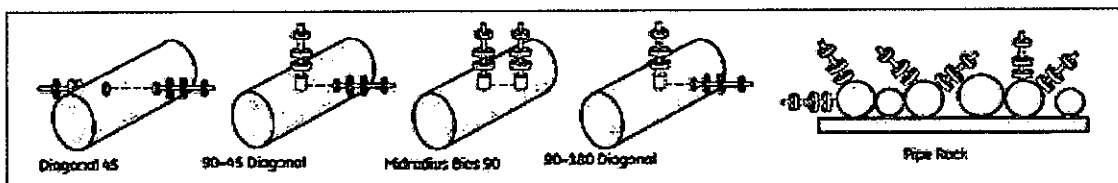
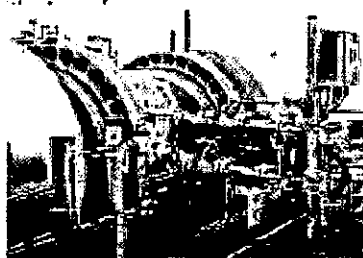
and does not interfere with the flow in any way. All-metal ultrasonic transducers installed in the pipe send sound pulses upstream and downstream through the gas. From the difference in these transit times between the transducers, with and against the flow, the DigitalFlow GF868's onboard computer uses advanced signal processing and correlation detection to calculate velocity, and volumetric and mass flow rate. Temperature and pressure inputs enable the meter to calculate standard volumetric flow. For maximum accuracy, use the two-channel version and measure along two different paths at the same location. The two-channel meter can also measure the flow in two separate pipes or at two different places on the same pipe.



Typical meter setup for standard volumetric or hydrocarbon mass flow

Simple Installation

The flowmeter system consists of a pair of transducers for each channel, preamplifiers, and an electronics console. The transducers can be installed as part of a flowcell, or directly into the pipe with a hot- or cold-tapping procedure. The electronics console of the DigitalFlow GF868 meter can be located up to 1,000 ft (300 m) from

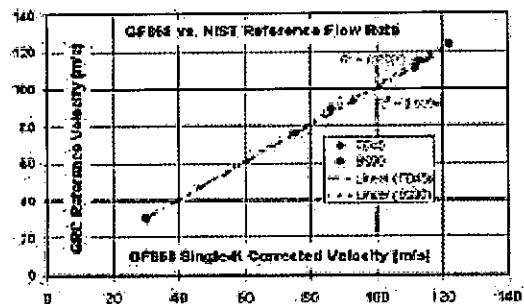


Standard transducer mounting configurations

One Meter, Wide Range of Flow Conditions

High Flow

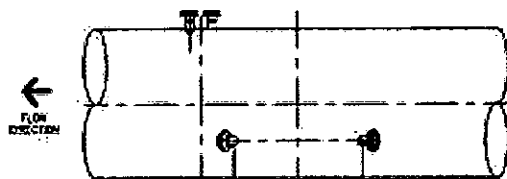
The DigitalFlow GF868 meter achieves a new standard rangeability of 3280 to 1 and a new Extended Range rangeability of 3940 to 1. It measures velocities from 0.1 to 335 ft/s (0.03 to 100 m/s) standard in both directions, while the Extended Range version measures velocities to 394 ft/s (120 m/s) in one direction, in steady or rapidly changing flow, in pipes from 2 in. to 120 in. (76 mm to 3 m) in diameter. With this range of operation, one DigitalFlow GF868 flowmeter performs measurements under most of the conditions that may occur in a flare line on or offshore. The extended velocity range to 100 m/s is enabled in standard meters with no loss of accuracy.



See the full report Ultrasonic Flowmeter for Accurately Measuring Flare Gas over a Wide Velocity Range at <http://www.gesensinginspection.com/products/resources/whitepapers/WP-002A.pdf>.

Low Flow

For base load operation the volumetric flow in flares is often in the range 0.1 to 1 ft/s (0.03 to 0.3 m/s) and the flare gas flowmeter improves the accuracy over that range, but still measures at high velocity during facility relief or upset conditions. Additional paths, longer paths, unconventional configurations and location of paths are used to achieve accurate low flow measurements. A combination of two types of installation with a two-channel meter allows low flow to be measured by the Diagonal 45 configuration, and the high flow by the Bias 90 configuration. The Diagonal 45 path has a longer path length, and measures the low velocity with a high accuracy while the Bias 90 measures the midrange and high flow rates.



A pipe showing a set of nozzles for Bias 90 on the top and a set for a mid-range Diagonal 45 below.

Identify Leak Sources, Reduce Steam Usage and Improve Plant Material Balance.

Leaks and excess steam delivery are two major causes of loss of product and energy. Reducing them immediately improves the overall efficiency in refinery and chemical plant operation. Payback for the entire DigitalFlow GF868 installation usually occurs within a matter of months. The DigitalFlow GF868 can help save millions of dollars in reduced losses.

Once the sound speed of the gas has been determined by the DigitalFlow GF868, its on-board computer uses temperature and pressure inputs in conjunction with the sound speed to calculate instantaneous average molecular weight and mass flow rate of the gas. These parameters are used to help identify sources of leaks into the flare system. Detection of even a small increase in flow rate into the flare system may indicate a leak source such as partially unseated relief valve. An accompanying change in the average molecular weight of the flare gas may be used to help locate the leak source. Quick identification and elimination of leak sources into the flare system saves significant amounts of potentially lost energy and product.

Mass flow rate may be used to perform a mass balance calculation and to control flare tip steam injection. By knowing the exact amount of gas flow and average molecular weight in the flare stack, delivery of the correct amount of steam required at the flare tip can be accurately controlled. Steam usage can be reduced while maintaining compliance with pollution control regulations.

Designed for Flare Gas Environment

The DigitalFlow GF868 flowmeter has no moving parts to clog or wear out. Its patented ultrasonic transducers are constructed of titanium or other metals that withstand the corrosive environment usually found in flare gas applications. The transducers are designed for use in hazardous locations. Wide rangeability allows measurement of flow rate from 0.1 up to 394 ft/s (0.03 to 120 m/s). In contrast to thermal flowmeters, the ultrasonic transit-time technique does not depend on the heat transfer coefficient of the flare gas and does not require regular maintenance. These and other features make the DigitalFlow GF868 unique among flare gas flowmeters.

GF868 Specifications

Operation and Performance

Fluid Types

Flare and vent gases

Pipe Materials

All metals, fiberglass. Consult GE for other materials.

	Standard (100 m/s)		Extended Range (120 m/s)	
Pipe Sizes				
Diagonal 45	2 in to 14 in (50 to 350 mm) NB ANSI		4 in to 12 in (100 to 300 mm) NB ANSI	
Bias 90	16 in to 120 in (400 to 3000 mm) NB ANSI		14 in to 120 in (350 to 3000 mm) NB ANSI	
Flow Accuracy (Velocity)				
Flow Range	± 1 ft to ± 328 ft/s (± 0.3 to ± 100 m/s)		1 ft to 394 ft/s (± 0.3 to ± 120 m/s)	
One Path	$\pm 2-5\%$		$\pm 2-5\%$	
Two Path	$\pm 1.4-3.5\%$		$\pm 1.4-3.5\%$	
Flow Range	0.1 to ± 1 ft (0.03 to ± 0.3 m/s)		0.1 to ± 1 ft (0.03 to ± 0.3 m/s)	
One Path	± 0.15 in/s (± 0.004 m/s)		± 0.24 in/s (± 0.006 m/s)	
Two Path	± 0.12 in/s (± 0.003 m/s)		± 0.15 in/s (± 0.004 m/s)	
Range (Overall)	-328 to 328 ft/s (-100 to 100 m/s) (Bidirectional)		0.1 to 394 ft/s (0.03 to 120 m/s) (Non-Bidirectional)	
Rangeability (Overall)	3250:1		3940:1	
Molecular Weight Accuracy (Hydrocarbon Mixtures)	2 to 120 gr/gr mole	$\pm 1.8\%$	2 to 6 gr/gr mole	$\pm 2-10\%$
			6 to 120 gr/gr mole	$\pm 1.8-2\%$
Mass Flow Accuracy (Note 1) (Hydrocarbon Mixtures)				
One Path	3% to 7%		3% to 7%	
Two Path	2.4% to 5%		2.4% to 5%	

Note 1: Dependent on accuracy of temperature and pressure inputs

Repeatability

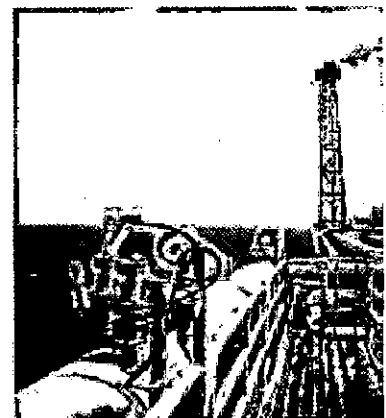
$\pm 1.0\%$ at 1 to 394 ft/s (30 cm/s to 120 m/s)

Accuracy depends on pipe size and whether measurement is one-path or two-path. Accuracy to $\pm 0.5\%$ of reading may be achievable with process calibration.

Specifications assume a fully developed flow profile (typically 20 diameters upstream and 10 diameters downstream of straight pipe run) and flow velocity greater than 1 ft/s (0.3 m/s)

Measurement Parameters

Mass flow, standard and actual volumetric flow, totalized flow, molecular weight, speed of sound, and flow velocity



Electronics

Flow Measurement

Patented Correlation Transit-Time Inside

Enclosures

- Standard: Epoxy-coated aluminum weatherproof type 4X/IP66 Class 1, Division 2, Groups A,B,C&D FM and CSA
- Optional: Stainless steel, fiberglass, explosion-proof, flameproof

Dimensions

- Weight: 11 lb (5 kg)
- Size (h x w x d): 14.24 in x 11.4 in x 5.12 in
(362 mm x 290 mm x 130 mm)

Channels

- Standard: One channel
- Optional: Two channels (for two pipes or two-path averaging)

Display

Two independent software-configurable 64 x 128 pixel backlit LCD graphic displays

Keypad

39-key tactile-feedback membrane

Power Supplies

- Standard: 100 to 130 VAC, 50/60 Hz or 200 to 240 VAC, 50/60 Hz
- Optional: 12 to 28 VDC, $\pm 5\%$

Power Consumption

20W maximum

Operating Temperature

-4°F to 131°F (-20°C to 55°C)

Storage Temperature

-67°F to 167°F (-55°C to 75°C)

Standard Inputs

Two isolated 0/4 to 20 mA inputs (121 Ω) with integral 24 VDC power supply

For required temperature and pressure inputs

Standard Outputs

- Six 4 to 20 mA outputs, software assignable
- Two outputs with 550 Ω maximum load
- Four outputs with 1000 Ω maximum load

Optional Inputs/Outputs

There are four additional slots available for any combination of the following I/O boards:

- Analog output board with four isolated 0/4 to 20 mA outputs, 1 k Ω maximum load
- Analog input board, two types
 - With two isolated 4 to 20 mA inputs and 24V loop power
 - With two isolated, three-wire, 1000 Ω RTD inputs; span -145°F to 662°F (-100°C to 350°C)
- Totalizer/frequency output board
 - With four outputs per board, 10-kHz maximum
 - Software-selectable functioning in two modes
 - Totalizer mode: Pulse per defined unit of parameter (e.g., 1 pulse/ft³ or 1 pulse/0.028 m³)
 - Frequency mode: frequency proportional to rate of parameter (e.g., 10 Hz = 1 ft³/h or 0.028 m³/h)
- Alarm relay board with three hermetically sealed Form C relays; 120 VAC, 28 VDC maximum, 2A maximum; DC 56W maximum, AC 60 VA

Digital Interfaces

- Standard: RS232
- Optional: RS485 (multiuser)
- Optional: HART[®] protocol
- Optional: Modbus[®] RS485 or TCP/IP
- Optional: Ethernet TCP/IP
- Optional: OPC server
- Optional: Foundation Fieldbus

Site Parameter Programming

Menu-driven operator interface using keypad and "soft" function keys

Data Logging

Memory capacity (linear and/or circular type) to log more than 45,000 flow data points

Display Functions

- Graphic display shows flow in numerical or graphic format
- Displays logged data and diagnostics

European Compliance

Complies with EMC Directive 2004/102/EC, 2006/95/EC LVD (Installation Category II; Pollution Degree 2) and PED 97/23/EC for DN<25



Wetted Flow Ultrasonic Transducers

Transducer Type

- Standard: T5
- Optional: Other types available upon request

Temperature Ranges

- Standard: -94°F to 338°F (-70°C to 170°C)
- Optional
 - High temperature: -94°F to 536°F (-70°C to 280°C)
 - Low temperature: -364°F to 243°F (-220°C to 120°C)

Pressure Range

0 to 1500 psig (0 to 105 bar)

Transducer Materials

- Standard: Titanium
- Optional: Monel® or Hastelloy® alloys

Process Connections

Flanged and compression fittings

Mountings

Flanged flowcell, hot tap or cold tap

Area Classifications

- Standard: General purpose
- Optional: Weatherproof Type 4X/IP65
- Optional: Explosion-proof Class I, Division 1, Groups C&D (Group B upon request)
- Optional: Flameproof
 - II 2 G EEx d IIC T6

Transducers and flowcells for specific applications are available. Consult SE for details.

Installation Flowcells

Flanged/Pain-End Spool Piece, Hot Tap or Cold Tap

Insertion Mechanism

Standard Range

-3 in (76 mm) flange mounted packing gland and valve at equal mounting angle both up and downstream

Extended Velocity Range

-3 in (76 mm) flange mounted packing gland and valve with recovery angle in downstream assembly

Preamplifier

In-line powered preamplifier with transformer and EMI connections. One preamp/transformer per transducer per channel

Gain

- Standard: 20
- Optional: 2, 10, 40 (factory selected)

Temperature Range:

-40°C to +60°C (-40°F to +140°F)

Enclosure

- CSA Standard: Explosionproof Div. 1, Class I, Group C and D
- Optional: Group B upon request
- ATEX Standard: Flameproof II 2 G EEx d IIC T6

Transducer Cables

- Standard: (per pair of transducers)
 - One pair of coaxial cables, type RG52 A/U, transducer to preamplifier, 3 m (10 ft) length.
 - One pair of coaxial cables, type RG52 A/U, preamplifier to GF868 electronics, lengths 3 m (10 ft) to 330 m (1000 ft) maximum
- Optional: flame retardant, armored, cable glands

Pressure and Temperature Transducers

Available upon request.

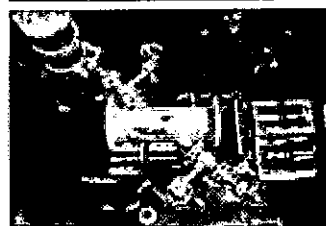
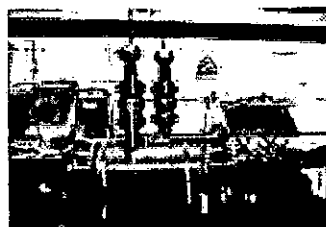
Additional Options

PanView™ PC-Interface Software

The DigitalFlow GF868 communicates with a PC through a serial interface and Windows® operating systems. Features include site files, logs and other operations with a PC.

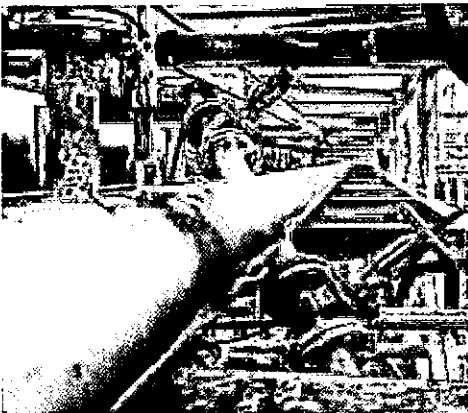
Spoolpiece

- Best/preferred solution
- New build
- Planned shutdown



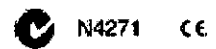
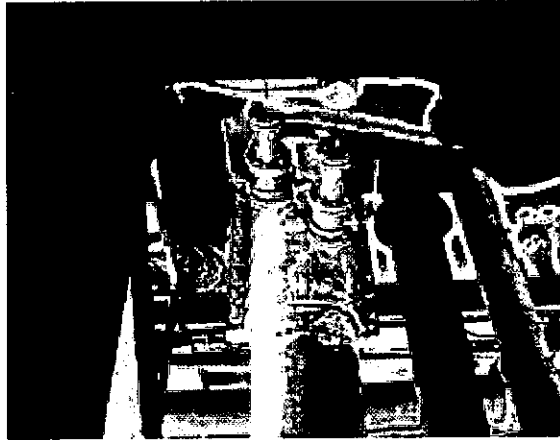
Hot/Cold Tap

- Large lines
- New build-shutdown/turnaround
- Retrofit



Hybrid Clamped "Tee"

- Retrofit
- No welding
- Special requirements



www.gesensinginspection.com

320-0071

© 2002 General Electric Company. All Rights Reserved. Specifications are subject to change without notice. GE is a registered trademark of General Electric Company. Other company or product names mentioned in this document may be trademarks or registered trademarks of their respective companies, which are not affiliated with GE.



Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

Marzo 2010

OGGETTO: Temperatura torcia

PREMESSA

Con riferimento a quanto riportato nel PI pag. 33 a riguardo le prescrizioni relative alle torce S22, S23, S24 e a quanto discusso nelle riunioni del 28/2/2010 e del 11/2/2010 con specifico riferimento al punto 12 del verbale, si forniscono nel seguito le informazioni tecniche a supporto di quanto già evidenziato nelle citate riunioni relativamente alle modalità equivalenti di monitoraggio della temperatura di torcia per le valutazioni da parte dell'Ente di controllo.

Indicazioni da decreto AIA e documenti relativi

Il PI indica:

Deve essere garantita nelle suddette torce una temperatura minima di combustione maggiore di 800°C, verificando tale temperatura con un apparecchio di misura in continuo.

Nel PMC non vengono date indicazioni particolari sulla questione ma al par. 2.5 parlando del flusso di gas in torcia indica che *Il gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre 18 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo.*

Misura di temperatura di torcia

Allo scopo di effettuare la misura richiesta sono state analizzate varie tecnologie (vedi nota Servizi tecnici in allegato 1) e ne emerge che non esistono per questo servizio strumenti che siano contemporaneamente attendibili ed affidabili, rendendo di fatto impossibile un monitoraggio in continuo della temperatura affidabile e di adeguata accuratezza.

Prestazioni torcia

Si evidenzia comunque che la progettazione delle torce esistente in raffineria è ampiamente adeguata agli standard, citati anche nel PMC Appendice A par. 10.4 pag. 68 in cui si dice a proposito dell'efficienza delle torce che *normalmente si aggira sul 98%*. Tale valore è infatti il minimo garantito alle ns. torce e, a tal proposito, si veda la nota ITAS (fornitore delle apparecchiature in questione) in allegato 2. In aggiunta va considerato che i gas che confluiscono in torcia sono caratterizzati da una elevata percentuale di idrogeno (media 35.8 %mole) ed un potere calorifico minimo di circa 7200 kcal/kg; tale condizione determina di per se una elevata temperatura di combustione.

Temperatura di fiamma

Durante la progettazione della torcia di raffineria più recente (HDC2) è stato fatto uno studio approfondito delle condizioni alla torcia. In allegato 3 si riporta uno stralcio dello studio in cui si evidenzia per 3 casi il profilo di temperatura di fiamma e si può vedere come gli 800°C sono sempre raggiunti.

Conclusioni

In base a quanto sopra, non ritenendo percorribile con le tecniche attualmente consolidate la misura in continuo della temperatura della fiamma della torcia, si ritiene che sia possibile considerare come modalità equivalente di monitoraggio della suddetta temperatura e della efficienza di combustione, la verifica delle caratteristiche costruttive ed il monitoraggio delle condizioni di esercizio delle torce come previsto dal progettista e dal fornitore delle stesse.

Si rimane in attesa di vostre valutazioni in merito e a disposizione per ogni ulteriore approfondimento.

Allegato 1
Relazione tecnica su metodologie di misura temperatura torce



divisione refining & marketing

Via Laurentina, 449 - 00142 Roma
 Tel. centralino: +39 06 5988.1
 www.eni.it

Servizi Tecnici (SERTEC)
 Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (PV)
 Sannazzaro de' Burgondi, il 12/03/10

Oggetto: Relazione Tecnica sulle metodologie di misurazione della temperatura della fiamma delle torce di raffineria

Scopo del presente documento è analizzare le tecnologie esistenti in materia di monitoraggio delle temperature di fiamma per poter ottemperare a quanto richiesto dal decreto AIA. In sintesi, quello che viene richiesto dalla normativa è di garantire che la temperatura della fiamma principale delle torce idrocarburiche sia superiore ad 800°C con continuità. Per tale ragione, questo studio si è concentrato principalmente sull'analisi della strumentazione ad oggi disponibile sul mercato utilizzabile per la misura della temperatura di torcia.

Le normative API - La strumentazione per il monitoraggio della fiamma

Per una prima disamina della strumentazione ad oggi disponibile per il monitoraggio della fiamma della torcia vengono prese a riferimento le normative API, ed in particolare la API 521 "Pressure-relieving and depressuring systems" (01/2007) e la API 537 "Flare Details for general refinery and Petrochemical service" (12/2008). Si evidenzia, innanzitutto, come nelle normative sopra citate si fa sempre e solo riferimento alla necessità di monitorare la presenza della fiamma principale e della fiamma dei piloti, senza però mai richiederne il monitoraggio della temperatura.

Vengono, comunque, indicati i sistemi per l'individuazione della fiamma. Questi strumenti sono:

- o Termocoppie - Vengono installate direttamente a contatto con la fiamma della torcia (con un pozzetto interposto) e per tale ragione garantiscono una misura attendibile della sua temperatura. Per contro hanno una scarsa affidabilità ed una risposta molto lenta.
- o Rilevatori a ionizzazione di fiamma - Questi apparecchi vengono utilizzati solo per la rilevazione della presenza o della mancanza della fiamma e non danno nessuna indicazione sulla temperatura. Hanno una risposta più rapida delle termocoppie ma sono anch'essi immersi nella fiamma con conseguente scarsa affidabilità.
- o Sistemi acustici - Sono sensibili al "rumore" emesso da una fiamma accesa. Sono usati solo per indicazione della presenza/mancanza della fiamma.
- o Sistemi ottici - Esistono due tipi di sensori ottici: ultravioletti (UV) ed infrarossi (IR). Entrambi possono essere posizionati a terra garantendo la loro manutenzionabilità e quindi migliorando l'affidabilità. Sono però fortemente influenzabili dalle condizioni meteo (vento e pioggia) oltre che da

enisp
 Sede legale in Roma,
 Piazza Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
 Capitale sociale Euro 4.000.318.876,00 i.v.
 Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960583
 Partita IVA 00905812006, R.E.A. Roma n.756453



divisione refining & marketing

parametri di emissività difficilmente calcolabili a priori per la fiamma di una torcia. Tra i sistemi ottici troviamo pirometri (monocolore, bicolore e multiwave) e termocamere.

Possibili applicazioni per il monitoraggio della temperatura della fiamma

Nel tentativo di utilizzare le informazioni contenute nelle normative API con le esigenze richieste dal decreto AIA, è stata portata avanti un'analisi più approfondita svolta in collaborazione con specialisti del settore. L'indagine è partita dalle seguenti considerazioni:

- a) La fiamma di una torcia è soggetta a fenomeni difficilmente prevedibili, a causa sia delle condizioni meteo che dalla variabilità del processo.
- b) Ad oggi non esistono metodologie provate e consolidate per il monitoraggio della temperatura della fiamma di una torcia.
- c) Gli strumenti di misura disponibili non si adattano completamente all'utilizzo richiesto dalla normativa.

Stabilito quanto sopra, si può affermare che per poter misurare in continuo una fiamma sarebbe necessario prima di tutto una fiamma più stabile, il che potrebbe comportare una maggiore emissione di prodotti di combustione. Infatti la fiamma è pesantemente sottoposta agli eventi atmosferici anche a causa della quota a cui si trovano i terminali (dai 125mt ai 150mt) mentre l'attendibilità della misura richiederebbe una fiamma stabile. Rendere stabile una fiamma in quelle condizioni richiederebbe spesso l'immissione di un quantitativo di gas superiore al normale e di conseguenza una maggiore emissione.

Sul fronte della affidabilità della misura, per garantirne la massima disponibilità sarebbe necessario posizionare la strumentazione a terra e comunque in un luogo accessibile agli operatori anche durante il funzionamento della torcia. Per tale ragione si ritengono non completamente adatte al nostro scopo le termocoppie in quanto dovrebbero essere installate direttamente sul terminale della torcia. Il sistema da preferire sarebbe quindi basato sull'utilizzo di strumenti ottici (pirometri e termocamere). La misura della temperatura attraverso il loro utilizzo è d'altro canto fortemente influenzata dalla conoscenza dei valori di emissività della fiamma e dalle condizioni meteorologiche. L'emissività della fiamma è difficilmente individuabile a priori in quanto fortemente variabile in funzione della composizione del gas che viene bruciato. Le condizioni meteo, infine, possono influenzare la visibilità della fiamma (nebbia, pioggia) così come possono farla muovere in maniera anomala falsando la misura.



divisione refining & marketing

Conclusioni

Da quanto emerso, allo stato attuale dell'arte risulta, quindi, non traguardabile l'obiettivo di garantire quanto richiesto dalla normativa attraverso l'utilizzo della strumentazione disponibile sul mercato: l'obiettivo di avere una misura della fiamma della torcia che sia contemporaneamente attendibile e affidabile non è perseguibile. Le uniche soluzioni che si potrebbero adottare privilegiano o l'attendibilità della misura o la sua affidabilità.

Nel primo caso si potrebbero utilizzare termocoppie installate direttamente sui terminali e quindi a diretto contatto con la fiamma da monitorare. In questo caso la misura sarebbe sicuramente attendibile ma verrebbe meno l'affidabilità della stessa in quanto la letteratura e l'esperienza dimostrano come in questo caso le rotture dei sensori avvengono con probabilità molto elevate in un arco di tempo generalmente inferiore all'anno. Inoltre, la loro sostituzione è possibile solo con la torcia fuori servizio.

La seconda soluzione, invece, prevedrebbe di garantire che almeno un punto all'interno del terminale in oggetto abbia una temperatura superiore agli 800°C, e non tutta la fiamma. Il sistema di controllo prevede l'utilizzo di un pirometro ottico installato a terra (eventualmente affiancato da una termocamera o da fibra ottica) e di un pilota supplementare installato all'interno del terminale della torcia. Il pilota supplementare sarà contenuto a sua volta all'interno di un cilindro metallico il quale sarà il nostro obiettivo per il puntamento del pirometro ottico. Conoscendo attraverso la letteratura l'emissività del contenitore metallico potremmo così conoscerne con una buona precisione la temperatura e da questa ricavare la temperatura della fiamma. Il contenitore metallico, inoltre, garantirà una protezione della fiamma dal vento. Rimarrebbe, tuttavia, anche in questo caso il limite imposto dalla durata meccanica del cilindro sottoposto in continuo alla fiamma della torcia.

Allegato 2
Certificazione ITAS su prestazioni torce



Si certifica che per i seguenti Terminali sono garantite le seguenti prestazioni:

1. **TORCIA IDROCARBURICA**
Terminale Mod.IT DKCS 68" a disegno Nr.T.02.350
Portata Minima gas di supporto 140 Nm³/h
Rendimento di combustione non inferiore al 98%

2. **TORCIA IDROCARBURICA**
Terminale Mod.IT DKCS 52" a disegno Nr.T.02.315
Portata minima gas di supporto 110 Kg/h
Rendimento di combustione non inferiore al 98%

3. **TORCIA IDROCARBURICA**
Terminale Mod.IT DKCS 48" a disegno Nr.T.02.417
Portata minima gas di supporto 38 Kg/h
Rendimento di combustione non inferiore al 98%

Allegato 3
Stralcio studio progettazione torcia HDC2



divisione refining & marketing

Via Laurentina, 449 - 00142 Roma
Tel. centralino: +39 06 5988.1
www.eni.it

Servizi Tecnici (SERTEC)
Raffineria di Sannazaro de' Burgondi (PV)
Sannazaro de' Burgondi, li 12/03/10

Oggetto della presente nota è riportare una stima della temperatura di fiamma della torcia dell'impianto HDC2 simulata in tre condizioni operative tipiche, che sono:

1. Power Failure - Mancanza di energia elettrica generalizzata
2. Minimum smokeless - Minima portata di vapore smokeless
3. Purge - Combustione di solo gas di supporto

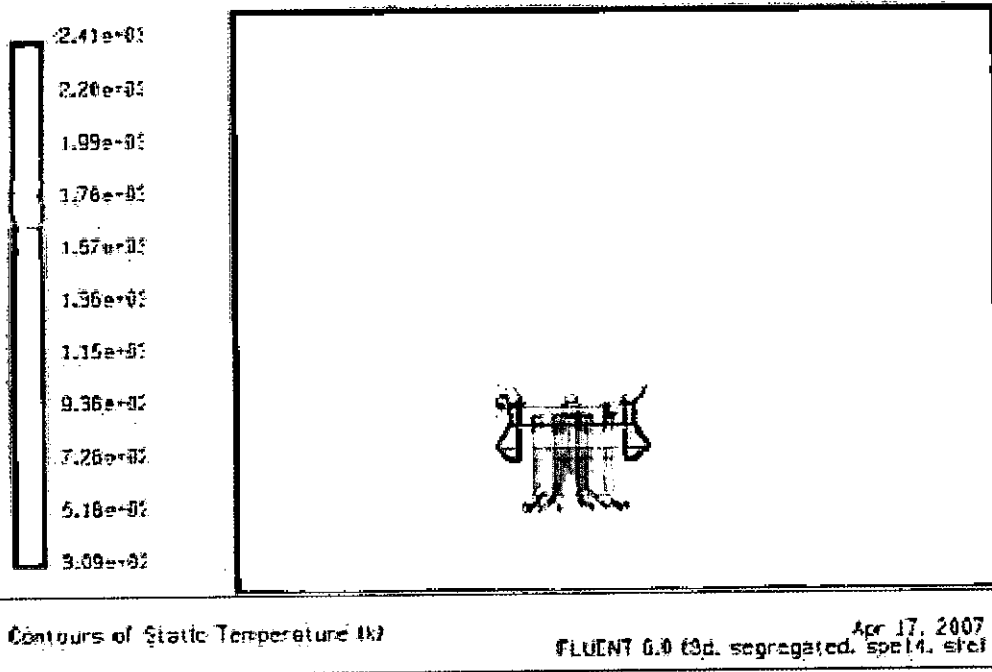
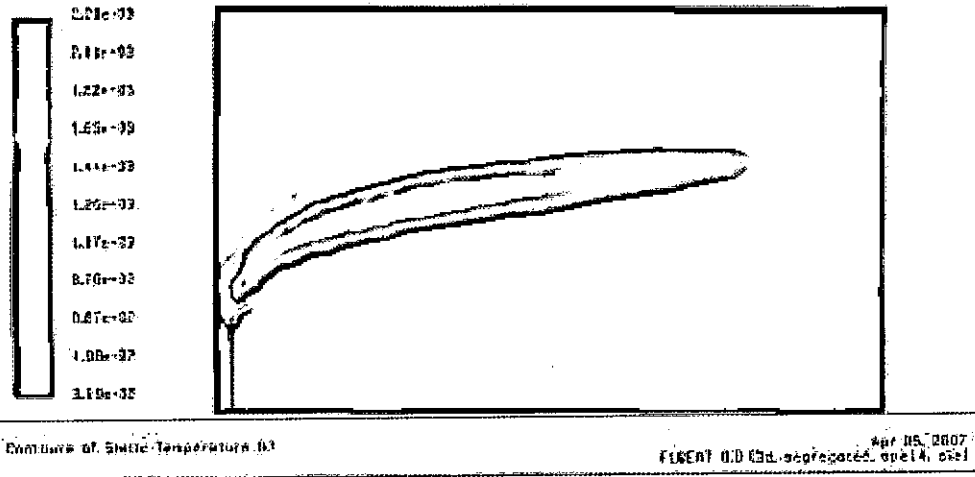
La simulazione mostra come in tutti e tre i casi sopra citati la massima temperatura della fiamma è ben al di sopra degli 800°C richiesti dal decreto AIA.

enisp
Sede legale in Roma,
Azzurra Enrico Mattei, 1 - 00144 Roma
Capitale sociale Euro 4.205.318.876,00 i.r.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960583
Partita IVA 00005510009, R.E.A. Roma n.756453



divisione refining & marketing

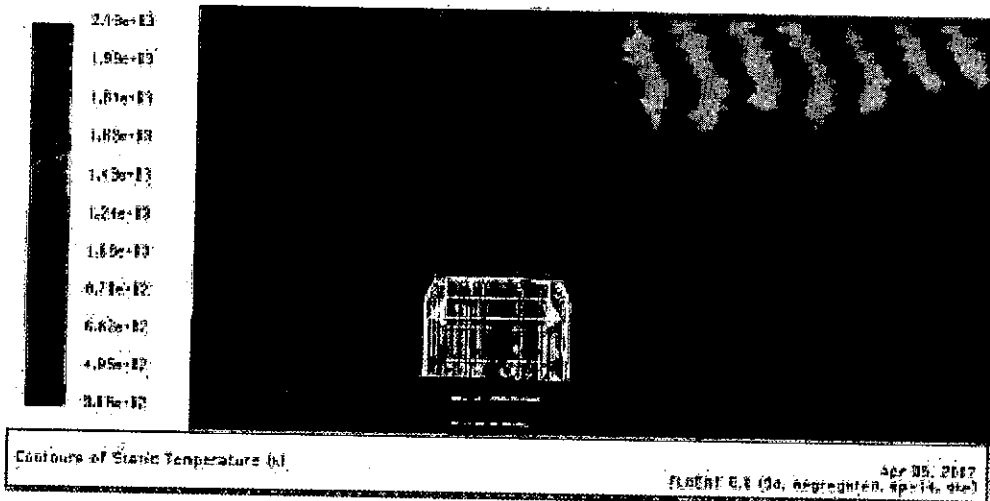
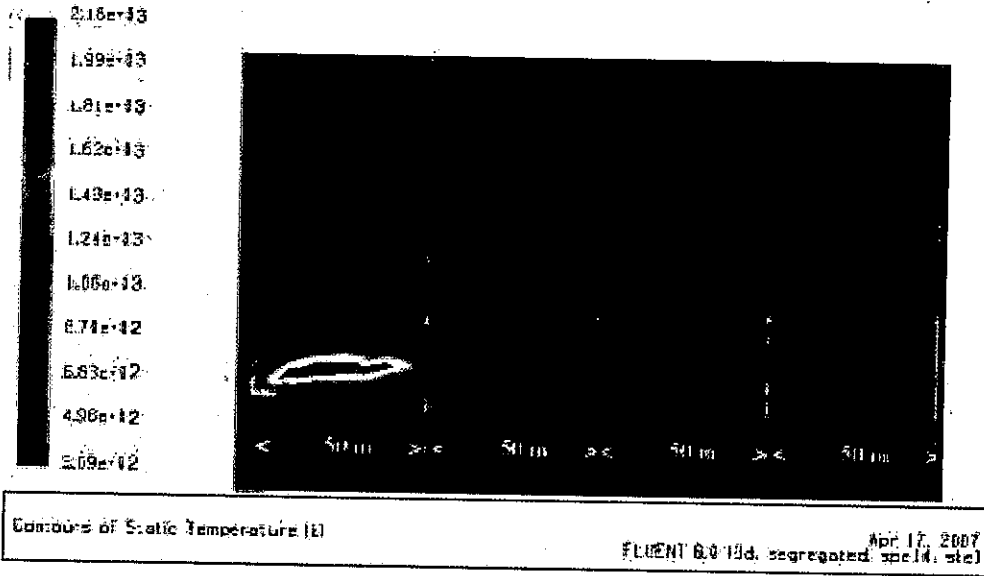
Caso 1) POWER FAILURE - Scarico pari a 535000 kg/h di gas





divisione refining & marketing

Caso 2) MINIMUM SMOKELESS + 80250 kg/h di gas, 15000 kg/h di vapore





Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

NOTA su

METODO DI VALUTAZIONE EMISSIONI FUGGITIVE

come da Decreto AIA DSA-2009-0032142 del 30/11/2009 pubblicata su GU del 18/12 2009

Con riferimento a quanto prescritto nel Decreto AIA e con particolare riferimento alle seguenti sezioni:

- P.I. pag. 24 da 4° a 6° capoverso
- P.I. pag. 34 Prescrizioni relative al contenimento delle emissioni fuggitive di composti organici volatili
- PMC par. 2.6 da pag. 20 a 23
- PMC par. 10.2 Reporting annuale "Programma LDAR" pag. 62
- PMC Appendice A par. 10.4 "Metodo di stima VOC" da pag. 64 a 68

si redige la presente nota con lo scopo di concordare i dettagli operativi e le modalità attuative con cui si intende dar corso a quanto prescritto.

Metodo LDAR – Leak Detection And Repair

Viene prescritto che tutti *i componenti accessibili in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV, dovranno essere monitorati con un programma LDAR. La soglia emissiva di COV, sopra la quale si dovrà procedere alla riparazione dei componenti che perdono... è di 10.000 ppmv.*

Tale tecnica è già stata adottata da noi su alcuni impianti che trattano soprattutto componenti leggeri (da benzina in su) e quindi in toto soggetti a tale metodologia. E' stato fatto il monitoraggio completo con Tecnologia FID, usando standard EPA21 per la misura e standard EPA Refinery Approach per il conteggio, dell'unità RC3 (Reforming Catalitico 3) ed i risultati ottenuti sono stati in linea con quanto indicato dalla Letteratura sull'argomento, cioè che intervenendo con la riparazione di pochi componenti che hanno le perdite maggiori si può ridurre di molto l'emissione generale dell'impianto.

Nel seguito il resoconto dell'attività:

Sono state individuate circa 10600 possibili sorgenti di perdite e, di queste, ne sono state monitorate direttamente con misura 9500 (le restanti 1100 inaccessibili direttamente sono state stimate con la media delle 9500 misurate). Si sono riscontrate perdite (si tenga presente che in questo studio sono state considerate perdite tutte le emissioni superiori a 9 ppmv) nel 4% delle sorgenti (pari a 380) e si è stimata un'emissione fuggitiva di COV annuale pari a 13184 kg. Il 3% delle sorgenti che perdevano aveva un'emissione superiore ai 100.000ppmv pari al 72% della emissione totale dell'impianto. In contemporanea alle misure si sono effettuate le prime "riparazioni" sui componenti meno problematici e si è arrivati ad una perdita pari a 11768 kg/anno, con 377 punti di perdita di cui il 1% (4 punti) perdeva il 28% del totale. Di questi punti di perdita 40 erano al di sopra del limite di emissione di

10.000ppmv. Effettuando la riparazione sui 40 punti individuati è possibile arrivare ad emettere 6752 kg/anno (49% dell'iniziale), ma anche solo riparando i 4 emittitori maggiori si può arrivare ad emettere 10202 kg/anno (75% iniziale).
 Come considerazione generale sulla tipologia di perdita si è riscontrato che circa il 75% dei punti perdita è equamente diviso tra "Open ends", tenute delle pompe e steli delle valvole di controllo; tali punti però contribuiscono per il 25% della perdita totale. Il contributo maggiore alla perdita è dato dagli steli delle valvole manuali, pari al 61%, che costituiscono l'8% delle perdite.

Come si vede in termini di recupero sulle perdite, basta intervenire sui componenti a maggior impatto per ottenere un ottimo risultato globale.

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Generalità

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR, deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nel PMC. I tempi di intervento e le modalità di registrazione dei risultati, sia del monitoraggio che dei tempi di riparazione, sono anch'essi indicati nel PMC.

L'obiettivo del programma LDAR è quindi quello della riduzione delle emissioni di COV che deve essere raggiunta con un adeguato Piano di Monitoraggio e Controllo.

A valle della prima caratterizzazione delle sostanze fuggitive saranno concordate con l'Ente di Controllo la frequenza, le modalità e le metodiche per il successivo monitoraggio.

Attività richieste

Il gestore deve sviluppare un programma scritto LDAR ed un database che contengano:

- a) *Identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13.0 millibar a 20°C*

Si tratta di tutti i fluidi dalla benzina fino ai componenti più leggeri. Basandosi sulle attività già fatte, e pensando ad una estensione a tutta la raffineria si stima una quantità di circa 200.000 componenti da identificare. Tale attività è molto onerosa in termini di tempo ed impegno perché riguarda anche componenti generici (es. flange, dreni, ecc.) che non hanno un loro identificativo specifico a livello di numerazione delle apparecchiature e non sono riportati sui disegni di impianto.

- b) *Costruzione di un database elettronico... che sia compatibile con lo standard "Open Office - MS Access"...*

Il database (probabilmente Oracle) che verrà utilizzato permetterà di estrarre report in formato leggibile da qualsiasi altro database. Difficilmente sarà di tipologia "Access" in quanto non gestibile vista la mole di dati che è necessario inserire.

- c) *Procedure per l'individuazione delle perdite dei componenti inclusi nel programma*
- d) *Procedure per includere nel programma nuovi componenti*

Verrà predisposta idonea procedura nell'ambito del SGA che recepisca tutti i dettagli sull'argomento.

- e) *Standard costruttivi per i nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici"*

Tale attività sarà fattibile a valle della prima caratterizzazione completa e dei monitoraggi successivi (si veda anche "Definizione di emettitore cronico" a pag. 22 PMC).

- f) *Identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio*

Verrà definito un Responsabile dell'attuazione del programma LDAR con dei referenti nell'ambito delle funzioni SERTEC e TECON per il supporto di competenza. L'attuazione del programma sarà effettuata anche utilizzando Ditte specializzate esterne.

- g) *Procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati*

Vedi commento a punti c) e d).

h) La descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR

Verrà prodotto un documento dedicato.

i) L'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti

Nei prossimi anni verrà inserito anche questo argomento tra quelli per cui prevedere formazione.

j) Le procedure QA/QC

Vedi commenti a punti c), d) e g).

Perdita

Viene definita **PERDITA** la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppmv espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA method 21

COMPONENTI	RILASCIO PRIMA LICENZA	RINNOVI SUCCESSIVI
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

La soglia per "rinnovi successivi" sembra in contrasto con quanto indicato nel PI che definisce la soglia di riparazione di una perdita pari a 10.000 ppmv.

La richiesta di utilizzare il metodo US EPA method 21 e le soglie di rilevazione indicate implica l'utilizzo di rilevatori di tipo FID e non a rilevazione ottica.

Tempi

Nella prima fase del monitoraggio estensivo, il gestore presenterà entro il 2009 il proprio programma LDAR, entro il primo semestre del 2010 indagherà il 30% dei componenti identificati nel programma LDAR, nel secondo semestre 2010 dovrà aver indagato il 60% dei componenti, nel primo semestre 2011 dovrà aver ultimato la prima fase di monitoraggio sul 100% dei componenti.

Si ritiene fattibile il rispetto della tempistica di cui sopra con l'utilizzo di strumentazione di tipo ottico, verifica più rapida rispetto alla tecnologia FID, che consente di evidenziare le perdite maggiori e quindi di andare a misurare solo i punti individuati e non i totali dell'impianto e a riparare e quindi a diminuire i contributi maggiori. Si veda a tal proposito sia il resoconto effettuato nel paragrafo "metodo LDAR" che l'Allegato 1 al presente documento che riporta la nota che è stata inviata da Eni come contributo italiano alla revisione del BREF.

Metodologia

In base a quanto indicato nel paragrafo "Tempi" la metodologia da utilizzare per il monitoraggio sembra la tecnologia FID. In calce invece alla tabella 5 a proposito della voce *Componenti difficili da raggiungere* è riportata la seguente nota *Con i sistemi di rilevamento delle perdite ad immagine ottica non esistono, normalmente, componenti difficili da raggiungere.* Quindi il metodo di rilevamento ad immagine ottica sembra tra quelli ammessi.

Confronto tra metodologie

	FID	Rilevamento ottico
Possibilità di rilevamento perdite	Da pochi ppm in su	> 50.000 ppm garantito, per alcune sostanze anche valori un po' più bassi
Tempi per primo monitoraggio estensivo	Traslando l'esperienza già fatta si suppone 5 anni di lavoro effettivo più la predisposizione – Termine previsto fine nel corso del 2016	18 mesi di lavoro effettivo più la predisposizione – Termine previsto fine giu 2012

Database	Completo di tutti i punti di raffineria	Punti di perdita rilevati (possibile estensione progressiva nel corso dei vari monitoraggi)
Quantificazione delle perdite	Conteggio di ogni perdita attraverso EPA Refinery Approach	Conteggio con EPA453 (metodo leak/no leak)

Reporting annuale

Percentuale di controlli eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale.

La creazione del database completo è una delle attività più onerose e quindi tale indice potrebbero non essere calcolabile fino alla fine dell'attività quando si avrà il riscontro reale di tutti i componenti da controllare. E' possibile fornire sicuramente il numero dei controlli eseguiti.

Percentuale di componenti che rilasciano VOC sul totale dei controlli eseguiti nell'anno.

Valore calcolabile qualunque metodologia venga utilizzata.

Quantificazione VOC

In Appendice A al PMC è presentato un metodo di stima VOC a cui però non si fa riferimento in alcuna altra parte ne' del PMC stesso ne' del PI. La stima delle emissioni di VOC della raffineria è fatta da diversi anni e riportata sulla Dichiarazione Ambientale del sito. In Appendice A è indicato: *La quantità di VOC emessa dall'impianto deve essere valutata considerando tutte le sorgenti rilevanti di emissione quali:*

1. *Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori*
2. *Perdite dai serbatoi*
3. *Emissioni fuggitive dalle operazioni di carico e scarico greggio e prodotti petroliferi*
4. *Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento acque*
5. *Emissioni dai camini delle caldaie, forni, sistemi di blowdown, sistema di coking termico, FCC e torce*

Il metodo di stima deve essere necessariamente calibrato sull'impianto specifico.....Nel caso dell'installazione esaminata risultano di particolare rilievo la presenza di un sistema LDAR, l'esistenza di un parco stoccaggio prodotti petroliferi con serbatoi a doppio tetto e a tetto fisso con sistemi di recupero vapori, la presenza di sistemi di recupero vapori al carico-scarico prodotti e un impianto di trattamento acque con copertura di alcune apparecchiature.

I punti principali della raffineria sono descritti sopra con una imprecisione: la raffineria è dotata di serbatoi a tetto doppio, a tetto fisso e a tetto galleggiante ma gli stessi non sono dotati di sistemi di recupero vapori.

Per quanto riguarda i vari punti citati sopra la situazione è la seguente:

1. Si chiede di utilizzare *la procedura sviluppata dall'EPA identificata con l'espressione "Leak/no leak"*. Tale procedura implica la misurazione di ogni sorgente per dare evidenza delle perdite inferiori o superiori a 10000 ppmv e quindi escluderebbe di fatto l'uso del rilevamento ottico come strumento. Viene allegata una tabella in cui vengono dati dei valori fissi di emissione alle sorgenti che sono <10000 ppmv e alle sorgenti che sono >10000ppmv. Tale approccio considera uguale una perdita da 10 ppm rispetto ad una da 9999 ppmv e quindi, in generale, la stima fatta con questo metodo è molto più alta se confrontata con le misure reali. Ad esempio utilizzando questo metodo rispetto al conteggio con EPA Refinery Approach, in cui ogni punto è misurato e conteggiato singolarmente, le emissioni risulterebbero maggiori di quelle reali.

Per tale stima è stato finora utilizzato un fattore di emissione legato al quantitativo di grezzo lavorato in raffineria derivato da "Emission inventory Guidebook"

2. *La stima dei rilasci è ottenuta dalla applicazione del pacchetto software "tank".....Il programma ed il manuale di utilizzo di Tank 4.09D sono scaricabili dal sito internet dell'EPA...*

Dal 2008 la stima di tale contributo è stata fatta utilizzando il metodo indicato, senza tener conto di alcun sistema di abbattimento.

3. *L'emissione dalle operazioni di carico/scarico dei prodotti petroliferi sono determinate dall'applicazione della seguente formula (USEPA, 1997°).....nel caso del presente impianto è da considerare l'esistenza di sistemi di abbattimento dei vapori prodotti dalle operazioni di carico/scarico.....*

Dal 2008 la stima di tale contributo è stata fatta utilizzando il metodo indicato tenendo conto della presenza del sistema di abbattimento.

4. *...trattamento acque reflue e torre di raffreddamento...è consigliato l'uso dei fattori di emissione come derivati dal rapporto EPA-450/3-85-001a, pubblicato nel febbraio 1985.....*

Dal 2008 la stima di tale contributo è stata fatta utilizzando il metodo indicato.

5. *La stima delle emissioni dalle apparecchiature indicate è ottenuta dall'applicazione del fattore di emissione specifico derivato da AP-42 sezione 5.1 dell'EPA ("Petroleum refining"). Per le caldaie ed i forni i fattori di emissione sono ricavabili dalle sezioni 1.3 ("Fuel oil combustion") ed 1.4 ("Natural gas combustion") dell'AP-42.*

Le emissioni di COV da punti di emissione convogliati non è mai stata presa in considerazione in quanto non correlabile ad un programma LDAR. Dal 2010 è possibile aggiungere questo contributo basandosi, piuttosto che su dati stimati, sui dati misurati durante le campagne semestrali di monitoraggio effettuate su ciascun punto di emissione e trasportando la concentrazione su base annua utilizzando le portate totali consuntivate ai camini. Utilizzando i dati 2009 tale contributo corrisponde comunque allo 0.5% del totale.

Per le torce si dovrebbe considerare circa lo 0.5% di incombusti

Fino ad oggi tale contributo era conteggiato nelle "varie" insieme ad altri contributi di processo. Dal 2010 verrà conteggiato singolarmente con tale metodo anche se si sottolinea come la progettazione delle torce di raffineria è fatta in modo da rendere irrilevante la presenza di incombusti a valle della fiamma.

Le emissioni di COV come conteggiate negli ultimi 5 anni si possono vedere nella tabella sottostante in cui viene riportato il riassunto dell'ipotesi operativa per il 2010 e seguenti

	2005 (t)	2006 (t)	2007 (t)	2008 (t)	2009 (t)	2010 (t)
Impianti di processo	1488.91	1404.17	1407.70	1489.15	1461.40	si
Stoccaggio	506.86	478.02	479.20	303.86	390.32	si
Carico/scarico cisterne	316.79	298.76	299.50	25.32	22.06	si
Trattamento effluenti liquidi	728.61	687.15	688.90	663.18	686.20	si
Varie	126.72	120.60	120.90	126.70	124.40	no
Da emissioni convogliate						si
Da torce						si
TOTALE	3167.89	2988.70	2996.20	2608.21	2684.38	si

I valori evidenziati sono stati calcolati utilizzando la metodologia come da Decreto AIA, mentre gli altri utilizzando l'indice su grezzo lavorato. Il valore dei COV da impianti di processo sarà come da proposta concordata solo alla fine del primo monitoraggio completo.

PROPOSTA DI ATTUAZIONE

Il gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti, purchè questi ultimi siano di pari efficacia.

In base a quanto sopra si ritiene di fare la seguente proposta per dare attuazione al Piano LDAR:

Obiettivi del programma LDAR

- Monitorare tutti componenti degli impianti di raffineria che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13 millibar a 20°C
- Diminuire le emissioni fuggitive dagli impianti di raffineria
- Misurare le emissioni fuggitive dagli impianti di raffineria

Proposta per rilevazione, riduzione e stima fuggitive da impianti

Dando priorità all'obiettivo di ridurre le emissioni fuggitive si propone l'utilizzo di una tecnica mista ottica/FID che permette di andare a dettagliare solo i punti a maggior perdita. Si propone, per ogni impianto, un passaggio completo con telecamera ottica e segnalazione dei punti con perdita superiore alla soglia di rilevabilità dello strumento. Tali punti andranno catalogati in apposito database con le caratteristiche indicate in decreto. Quindi si andrà a fare una misura con FID dei soli punti evidenziati e, se del caso, se ne pianificherà la riparazione immediata o programmata. A valle si ripeteranno le misure sui punti riparati. Si prevedono 2 anni di attività continuata per questa attività su tutta la raffineria e quindi il primo screening iniziale potrebbe terminare entro giugno 2012.

La quantificazione del totale delle emissioni fuggitive sarà a questo punto fatta utilizzando la metodologia "leak/no leak" riportata in Appendice A utilizzando per le emissioni non rilevate i fattori della prima colonna e per le emissioni rilevate la quantificazione di dettaglio con FID (EPA Refinery Approach) per poter poi valutare correttamente i miglioramenti.

A valle del primo monitoraggio completo si procederà con la ripetizione delle campagne di monitoraggio sui singoli impianti a valle della manutenzione di ciascuno.

Stima delle emissioni fuggitive totali

Per quanto riguarda gli impianti si veda il punto precedente. Per i rilasci da serbatoi, pensiline di carico/scarico e vasche/torri è già in uso la procedura indicata.

Per quanto riguarda la stima dei COV da emissioni convogliate riteniamo indicativo il valore di emissione di COV misurata durante le campagne semestrali/annuali di analisi ai camini. I valori di concentrazione così trovati andranno a costituire l'emissione annua se rapportati al totale dei fumi emessi. Tale valore sarà più indicativo dell'impianto specifico rispetto a valori di letteratura. Tale valore comprenderà tutti i camini di raffineria e quindi anche quello dell'impianto FCC.

Per i COV da torcia verrà indicata una voce apposita che sarà formata dallo 0.5% degli idrocarburi inviati in torcia nel corso dell'anno.

Non verrà quindi più indicata la voce "Varie"

Allegato 1

SMART LDAR

Introduction

Fugitive hydrocarbon emission is generally considered as a critical environmental aspect in the mineral oil refineries. IPPC directive and related environmental permits pointed out extreme attention to the application of proper techniques to evaluate and control fugitive emissions. Among available techniques, LDAR approach (leak detection and repair) was generally applied.

It's known from literature (and confirmed from proper screening) that a very large amount of hydrocarbon emissions comes from a very small number of equipments. So it's very important to identify them quickly and concentrate to the repair activities in order to reduce VOC emissions.

The best way to perform a quick scan and identify Big Leakers is to use Remote Sensing technology, much faster than traditional methods (FID or PID). This technique requires most expensive equipment, but less workers for inspection and detection purposes.

The U.S. Environmental Protection Agency (EPA) has developed a protocol scheme named "Alternative Work Practice to Detect Leaks from Equipment" (40 CFR Part 60) that allows the use of optical gas imaging for fugitive emission monitoring.

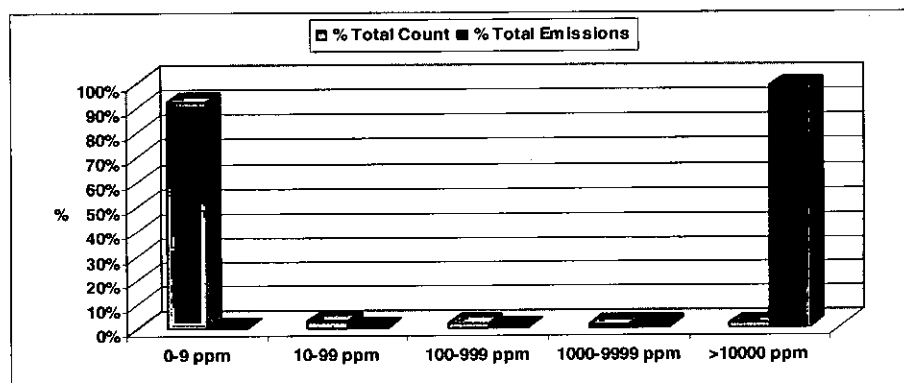
For this reason, in 2008 complete monitoring campaigns was carried out in two different Eni Refining & Marketing's sites.

Traditional FID system was used according to with EPA 21 and EN 15446 methods, and in parallel with tradition method, a Videoimaging Infrared system was performed in order to verify its goodness and effectiveness.

At the end of those campaigns, Eni can confirm that Videoimaging IR fits with traditional methods, faster than FID system.

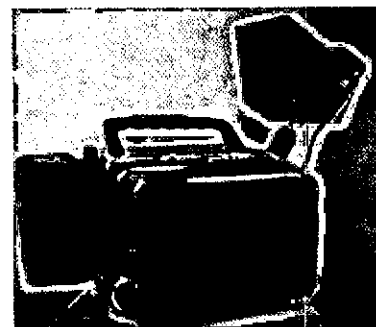
Definition

Smart LDAR: efficient Leak Detection and Repair of a relatively small number of leaking valves, pumps, connectors, etc., in a large population of process equipment.



Source: Eni CR MR Experimental data – Refinery no. 1

Methodology



Since 2008 Eni CR MR started to develop a protocol scheme for infrared field measurement using a Sherlock VOC Camera, in order to apply Smart LDAR programs in Eni sites.

The Sherlock VOC Camera permits the quantification of gas concentrations by means of the Lambert Beers' law, working in a 3.2-3.5 μm wavelength range.

Before starting a calibration test is performed with a certified loss of butane. A specific device has been prepared for the aim.

A calibration test must be performed with approximately 1 meter far from the leaking source, and the signal must be processed with video imaging software every time with the same wavelength, filter, scansion number, etc.

If the repeatability is better than 20%, the test is correct and it is possible to start with equipment measurements on site, with the following guidelines:

- Multiple close devices must be tested from all possible optical accesses by turning around them
- The image should contain possibly one device only
- Light and hot sources should be out of the optical field
- Steam jet, dust plume and other sources should be removed
- Dark sites and excessive sun light have to be the last opportunity

The files are acquired by the camera, and video films are saved on a recorder system. The file name contains data of testing and device code for documentation.

After identification of the "big leakers", the quantification of fugitive emissions can be done by using specific emission factors Leak/no Leak for Video Imaging Techniques:

Equipment Type	Emission Factors Type	EF: Emission Factors (g/hr*equipment) per Leak Definition (g/hr)			
		3	6	30	60
Valves	No-Leak	0.019	0.04	0.01	0.02
	Leak	55	73	140	200
Pump Seals	No-Leak	0.096	0.09	0.041	0.052
	Leak	140	160	310	350
Flanges	No-Leak	0.0026	0.004	0.07	0.014
	Leak	29	45	88	120
Others	No-Leak	0.007	0.01	0.05	0.08
	Leak	56	75	150	210

Source: [1]

Eni CR MR Experience

Eni CR MR (Eni Centro Ricerche di Monterotondo) has a long experience in fugitive emissions monitoring by using traditional method (EPA 21 protocol) and, recently, also with IR techniques. IR Sherlock Camera permits detection (leak/no leak) and quantitative analysis of volatile organic compounds from 3 to 60 gr/hr per plant's device.

In controlled conditions, laboratory tests have shown that in single aromatic compounds and olefins the detection threshold may be much lower.

Total emitted quantities, depending on the type of device (valves, flanges, pumps etc.) correspond to 3,000-15,000 ppm at the leaking source. These levels can be easily measured by Organic Vapour Analyzers such FID or PID capable to detect even ppb fractions.

The videoimaging system can rapidly identify emission sources and it can be used to estimate total emission from the entire plant by means of the EF, specifically developed by API standard, with the same reliability and precision of the traditional system. [1]

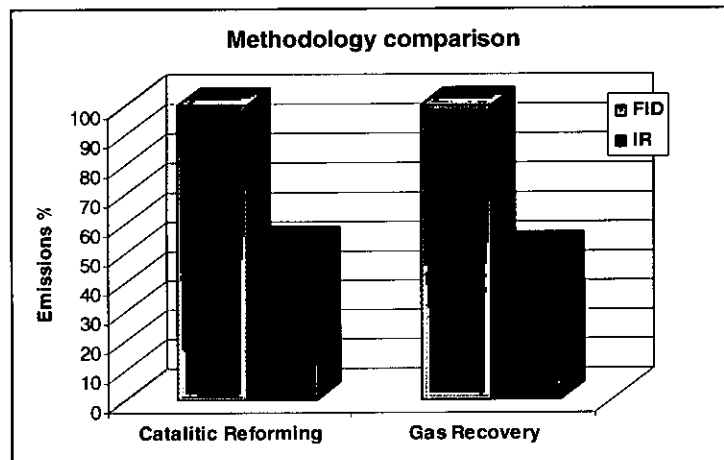
In 2008 two complete monitoring campaigns were aimed to validate videoimaging versus traditional internationally recognized methods. Videoimaging technology and traditional method were used in parallel in the following plants:

- Catalytic Reforming Plant at Refinery no. 1
- Gas Recovery Plant at Refinery no. 2.

With the Sherlock Camera about 100% of devices were screened during monitoring campaigns, while, with FID, 65% and 50% respectively for the two plants.

One of the main advantage of Sherlock Camera is the capability to test also the un-accessible devices. Furthermore, time of monitoring is strictly reduced (until 4 times shorter than traditional methods).

The results show that, due to high uncertainties (40%), the calculated emissions with both methods are comparable:



During field tests, some components were classified like **Over Range** (equipments with VOC concentration level greater than 10,000 ppm, with consequent FID flame out).

Plant	IR Video Imaging	FID EPA 21 Method
Catalytic Reforming	11	37
Gas Recovery	15	47

Number of Over Range

As shown in the table above, approximately 30% of the Leakers detected by FID were detected also with Sherlock IR Camera.

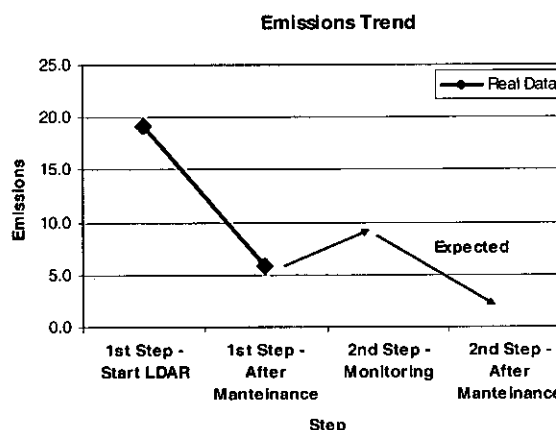
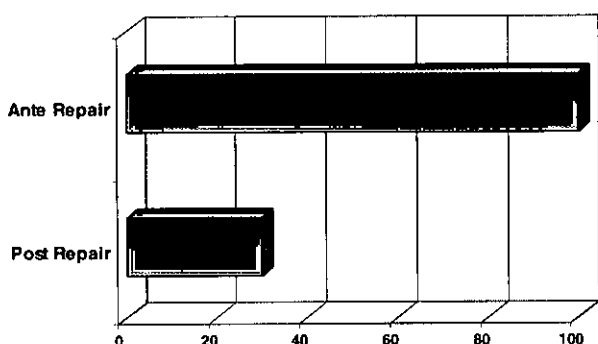
The difference between these two methods is related to the precision: Sherlock VOC Camera is able to detect very big Leakers (the leak definition used for calculation is 60 g/hr); FID system is capable to detect even ppb fractions. Big leakers are responsible of the most fugitive plant emissions, therefore it's very important to concentrate the LDAR activity on these few equipments.

For the Catalytic Reforming (Plant I) a first LDAR cycle was provided. The identified leakers were screened again after maintenance and the results are reported in the following table:

	Plant I	Plant II
IR Video Imaging Technology		
Screened equipment	100%	100%
Leakers	11	15
Leakers after maintenance (*)	3	-
Emission reduction	70%	-
FID traditional method		
Screened equipment	63%	49%
Leakers	37	47
Leakers after maintenance (*)	8	-
Emission reduction	70%	-

(*) Two of these leakers were not repaired: their maintenance is possible during next MTA (2012)

After the first cycle, emissions are reduced by 70% with both two methods. With a Smart LDAR program implemented, after next cycle we can expect a further reduction of VOC emissions.



Eni CR MR experience shows that the use of Video Imaging monitoring is possible for Smart LDAR programs on refineries to identify hydrocarbons leaks, and even in Oil&Gas plants to identify methane leaks.

Sherlock Camera is capable to quantify the emitted flow by image processing, compare the total mass emitted by high flow measure and estimate by the video processing software the effective reduction obtained with a LDAR program for big leakers.

In some EU countries, emission limit set in the IPPC permits for VOC is about 500 ppm and even lower for chemical compounds (e.g. olefin production plant, etc.). This videocamera cannot detect such low level and it is useless for these purposes, unless the videocamera has been tested for specific compounds showing good sensitivity. Nevertheless "cracking" and "aromatics" plants are similar to the refinery process in terms of emission and can take advantage of the videoimaging technique in the management of Leak Detection and Repair programs.

Conclusion

The Sherlock videoimaging is a useful system to identify the VOC big leakers, which are the most emitting sources, in a very short time if compared to traditional FID method; the calculated emissions are comparable to both methods (alternative and traditional).

The main advantage using IR system is:

- to increase LDAR cycle, that is fully possible to provide efficient monitoring program;
- to screen all refinery plants faster than traditional methods;
- to get quality IR data output as good as FID data output;
- to achieve non-accessible equipments.

Therefore Sherlock videoimaging system is very useful to identify fugitive emission before & after maintenance operation, in order to get "leaking trend" from repaired devices.

For all these reasons, the Sherlock IR videoimaging system is recommended in the detection of all refinery equipments and to reduce fugitive emission, in compliance with the IPPC approach.

Reference

[1] Epperson, d., Lev-On, M. Siegel et al, "Derivation of new emission factors for quantification of mass emission when using optical gas imaging for detecting leaks" JAWMA, volume 57, issue N°9, september 2007.

[2] Panek, J., et al. Controlled Laboratory sensitività and Performance Evaluation of Practical Leak Imaging cameras for identifying aliene and aromatic compounds. AWMA 99th Annual Meeting New Orleans Louisiana. Paper 06-A-159 (June 2006).

[3] Furry,D.W. et al. Evaluation of instrument leak detection capabilities for smart LDAR : application:chemical testing Environmental Progress 2007, 26(2), 197-2005.



Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

NOTA su

STRUMENTI DI MISURA IN CONTINUO SU SCARICO IDRICO SF1

come da Decreto AIA DSA-2009-0032142 del 30/11/2009 pubblicata su GU del 18/12 2009

Premessa

Nel PMC par. 3.1 e 3.2 viene prescritto di monitorare in continuo lo scarico dell'acqua dall'impianto di trattamento acque di scarico con riferimento ai parametri:

- Portata
- pH
- temperatura
- torbidità
- conducibilità

Per ciascun parametro è prescritto in tab. 8 il metodo da utilizzare.

La presente nota riporta considerazioni e programmi a proposito di ciascuno di questi strumenti.

Portata

La portata in uscita impianto è già attualmente calcolabile attraverso la differenza tra la portata in uscita sedimentatori secondari (misurata attraverso venturimetro) e la portata riciclata verso raffineria (misurata attraverso orifizio calibrato). Il metodo è già utilizzato da anni per la reportistica sia interna che esterna e si ritiene quindi sufficientemente valido e preciso per la determinazione del flusso in uscita. In caso si richiedesse l'installazione di uno strumento dedicato dovremmo attivare una fase di ingegneria per trovare la posizione migliore e lo strumento più adatto, il che porterebbe ad averlo in servizio non prima di un anno.

PH e temperatura

E' in corso di installazione, completamento previsto entro fine aprile 2010, un analizzatore Lange di nuova generazione (PHD con sistema di misura differenziale e tecnologia digitale integrata nella sonda), (vedi caratteristiche principali in allegato 1). La sonda di tale strumento è montata ad immersione per aumentarne l'affidabilità e la rappresentatività del campione.

Il riferimento presente in AIA e la richiesta di tarature giornaliera sembra afferire non alla tipologia di strumentazione da noi adottata ma a sistemi di campionamento molto più complessi, con sistemi di calibrazione integrati o lavaggio della sonda, che sono di solito utilizzati solo nei casi in cui il prodotto può sporcare o contaminare l'elettrodo. Tali sistemi complessi sono di conseguenza meno affidabili di quello da noi in fase di installazione e più di frequente possono portare ad errori di misura o perdita della misura a causa di perdite da elettro-valvole, guasti alla pompa di campionamento, ecc.

Nel nostro caso andando ad analizzare acqua di uscita impianto biologico, di qualità buona e non con elementi sporcanti si ritiene che il campione non abbia necessità di trattamenti particolari. Inoltre essendo la sonda direttamente immersa non ci sono troppi elementi che possono andare ad interferire con la misura. Inoltre le caratteristiche della sonda sono tali da ridurre al minimo l'interferenza di contaminanti con gli elettrodi.

La sensibilità dello strumento acquistato è pari a ± 0.01 pH di molto inferiore a quanto previsto dal metodo proposto in AIA (± 0.1). La stabilità dello strumento è pari a 0.03 pH in 24 ore (non cumulativo).

La metodica EPA indicata prevede un controllo ogni 30 gg dell'elettrodo e per i tempi di calibrazione afferma di riferirsi al manuale specifico dello strumento, quindi sembra strana la richiesta di verifica di taratura giornaliera.

Il sistema in via di installazione è previsto con autodiagnosi dell'elettrodo e con controllo in continuo del potenziale; in presenza di ogni anomalia viene evidenziato un allarme. Sull'elettronica dello strumento rimane traccia dell'ultima calibrazione eseguita. Il manuale del costruttore prevede taratura mensile.

Quindi in base a quanto sopra si ritiene affidabile e precisa la misura con lo strumento indicato con frequenza di taratura mensile.

Torbidità

E' in corso di installazione una sonda per la misura di torbidità e il completamento è previsto entro la fine di aprile 2010. La sonda di cui in allegato 2 sono riportate le caratteristiche principali è montata ad immersione analogamente a quella di pH. Utilizza una misura a luce diffusa a 90° infrarosso e non risente della colorazione dell'acqua. Dispone inoltre di tergitristallo per pulizia automatica.

Tale tipo di strumento utilizza la metodica DIN EN ISO 7027 e non la APAT-CNR-IRSA 2110 citata che prevede sistema nefelometrico con luce diffusa a 90° .

A riguardo della precisione mentre il metodo APAT-CNR-IRSA 2110 richiede una precisione del 2% (0.02 NTU su 1 NTU) il metodo DIN EN ISO 7027 e, di conseguenza lo strumento in fase di installazione, ha una precisione $< 1\%$.

In base a quanto sopra si propone l'adozione dello strumento in fase di montaggio in quanto affidabile e più preciso di quello indicato in AIA.

Conducibilità

Per lo strumento di misura della conducibilità è in corso una ricerca di mercato per mirare ad una tipologia che soddisfi quanto richiesto in AIA. Si presume che l'installazione dello strumento possa avvenire entro aprile 2011, considerando anche i tempi di approvvigionamento di tale tipo di apparecchiature industriali.

Allegato 1
Caratteristiche principali strumento di misura pH/T

Section 1 Specifications

Specifications are subject to change without notice.

Table 1 Differential pH and ORP Sensor Specifications

Specification Category	pH Sensors ¹	Stainless Steel pH Sensor	ORP Sensors ²
Wetted Materials	PEEK [®] or Ryton [®] (PVDF) body, salt bridge of matching material with Kynar [®] junction, glass process electrode, titanium ground electrode, and Viton [®] O-ring seals (pH sensor with optional HF-resistant glass process electrode has 316 stainless steel ground electrode, and perfluoroelastomer wetted O-rings; for other wetted materials consult the manufacturer)	Immersion mounting only, 316 SS Stainless Steel body with Ryton [®] (PVDF) ends and salt bridge	PEEK [®] or Ryton [®] (PVDF) body, salt bridge of matching material with Kynar [®] junction, glass and platinum (or glass and gold) process electrode, titanium ground electrode, and Viton [®] O-ring seals
Operating Temperature Range	-5 to 70 °C (23 to 158 °F) for sensor with integral digital electronics -5 to 105 °C (23 to 221 °F) for analog sensor with digital gateway	0 to 50 °C (32 to 122 °F) for sensor with integral digital electronics	-5 to 70 °C (23 to 158 °F) for sensor with integral digital electronics -5 to 105 °C (23 to 221 °F) for analog sensor with digital gateway
Pressure/Temperature Limits (without mounting hardware)	6.9 bar at 105 °C (100 psi at 221 °F) for analog with gateway 6.9 bar at 70 °C (100 psi at 158 °F)	N/A (immersion only)	6.9 bar at 70 °C (100 psi at 158 °F) 6.9 bar at 105 °C (100 psi at 221 °F) for analog with gateway
Maximum Flow Rate	3 m (10 ft) per second	3 m (10 ft) per second	3 m (10 ft) per second
Built-in Temperature Element	NTC 300 ohm thermistor for automatic temperature compensation and analyzer temperature readout	NTC 300 ohm thermistor for automatic temperature compensation and analyzer temperature readout	NTC 300 ohm thermistor for analyzer temperature readout only — not for automatic temperature compensation
Stability	0.03 pH per 24 hours, non-cumulative	0.03 pH per 24 hours, non-cumulative	2 mV per 24 hours, non-cumulative
Maximum Transmission Distance	1000 m (3280 ft) with termination box	1000 m (3280 ft) with termination box	1000 m (3280 ft) with termination box
Sensor Cable (Integral)	Digital: PUR (polyurethane) 4-conductor with one shield, rated to 105 °C (221 °F), 10 m (33 ft) standard length Analog: Five-conductor (plus two isolated shields) cable with XLPE (cross-linked polyethylene) jacket, rated to 150 °C (302 °F), 6 m (20 ft) standard length	Digital: PUR (polyurethane) 4-conductor with one shield, rated to 105 °C (221 °F), 10 m (33 ft) standard length	Digital: PUR (polyurethane) 4-conductor with one shield, rated to 105 °C (221 °F), 10 m (33 ft) standard length Analog: Five-conductor (plus two isolated shields) cable with XLPE (cross-linked polyethylene) jacket, rated to 150 °C (302 °F), 6 m (20 ft) standard length
Components	Corrosion-resistant materials, fully-immersible probe with 10 m (30 ft) cable	Corrosion-resistant materials, fully-immersible probe with 10 m (30 ft) cable	Corrosion-resistant materials, fully-immersible probe with 10 m (30 ft) cable
Measuring Range	-2.0 to 14.0 pH or -2.00 to 14.00 pH	-2.0 to 14.0 pH or -2.00 to 14.00 pH	-1500 to +1500 mV
Probe Storage Temperature	4 to 70 °C (40 to 158 °F); 0 to 95% relative humidity, non-condensing	4 to 70 °C (40 to 158 °F); 0 to 95% relative humidity, non-condensing	4 to 70 °C (40 to 158 °F); 0 to 95% relative humidity, non-condensing

Specifications

Table 1 Differential pH and ORP Sensor Specifications (continued)

Specification Category	pH Sensors ¹	Stainless Steel pH Sensor	ORP Sensors ²
Temperature Compensation	Automatic from -10 to 105 °C (14.0 to 221 °F) with selection for NTC 300 ohm thermistor, Pt 1000 ohm RTD, or Pt 100 ohm RTD temperature element, or manually fixed at a user-entered temperature; additional selectable temperature correction factors (ammonia, nitrocellulose, or user-defined pH/°C linear slope) available for pure water automatic compensation from 0.0 to 50 °C (32 to 122 °F)	Automatic from -10 to 105 °C (14.0 to 221 °F) with selection for NTC 300 ohm thermistor, Pt 1000 ohm RTD, or Pt 100 ohm RTD temperature element, or manually fixed at a user-entered temperature; additional selectable temperature correction factors (ammonia, nitrocellulose, or user-defined pH/°C linear slope) available for pure water automatic compensation from 0.0 to 50 °C (32 to 122 °F)	N/A
Measurement Accuracy	±0.02 pH	±0.02 pH	±5 mV
Temperature Accuracy	±0.5 °C (0.9 °F)	±0.5 °C (0.9 °F)	±0.5 °C (0.9 °F)
Repeatability	±0.05 pH	±0.05 pH	±2 mV
Sensitivity	±0.01 pH	±0.01 pH	±0.5 mV
Calibration Methods	Two point automatic, one point automatic, two point manual, one point manual.	Two point automatic, one point automatic, two point manual, one point manual.	one point manual
Maximum Probe Immersion Depth/ Pressure	Submersible to 107 m (350 ft)/1050 kPa (150 psi)	Immersion only	Submersible to 107 m (350 ft)/1050 kPa (150 psi)
Sensor Interface	Modbus	Modbus	Modbus
Probe Cable Length	6 m (20 ft) + 7.7 m (25 ft) interconnect cable extension for analog sensor with digital gateway 10 m (31 ft) for sensor with integral digital electronics	6 m (20 ft) + 7.7 m (25 ft) interconnect cable extension for analog sensor with digital gateway 10 m (31 ft) for sensor with integral digital electronics	6 m (20 ft) + 7.7 m (25 ft) interconnect cable extension for analog sensor with digital gateway 10 m (31 ft) for sensor with integral digital electronics
Probe Weight	316 g (11 oz)	370 g (13 oz)	316 g (11 oz)
Probe Dimensions	See Figure 2 on page 6 through Figure 3 on page 5.	See Figure 4 on page 5.	See Figure 2 on page 5 through Figure 3 on page 5.

¹ Most pH applications are in the 2.5 to 12.5 pH range. The pHD™ Differential pH sensor with the wide-range glass process electrode performs exceptionally well in this range. Some industrial applications require accurate measurement and control below 2 or above 12 pH. In these special cases, please contact the manufacturer for further details.

² For best ORP measuring results in solutions containing zinc, cyanide, cadmium or nickel, the manufacturer recommends using the pHD™ ORP sensor equipped with a gold electrode.

³ PEEK® is a registered trademark of ICI Americas, Inc.

⁴ Ryton® is a registered trademark of Phillips 66 Co.

⁵ Kynar® is a registered trademark of Peninsular Corp.

⁶ Viton® is a registered trademark of E. I. DuPont de Nemours + Co.

Table 2 Digital Gateway Specifications

Weight	145 g (5 oz)
Dimensions	17.5 x 3.4 cm (7 x 1 3/8 in.)
Operating Temperature	-20 to 60 °C (-4 to 140 °F)

Allegato 2
Caratteristiche principali strumento di misura torbidità

Capitolo 1 Dati tecnici SOLITAX sc

Metodo di misurazione:	procedimento agli infrarossi, a doppio raggio, a luce diffusa per la misura della torbidità indipendentemente dal colore torbidità come da norma DIN EN 27027 / TS equivalente a DIN 38414
Range di misura:	linea torbidità: 0,000...4000 FNU ts-line, inline torbidità: 0,001...4000 FNU; percentuale TS: 0,001-50 ‰ hs-line, highline torbidità: 0,001...4000 FNU; percentuale TS: 0,001-150 ‰
Riproducibilità:	Torbidità <1 ‰, TS <3 ‰
Precisione della misura:	Torbidità fino a 1000 FNU/NTU: senza calibrazione <5 ‰ del valore misurato ±0,01 FNU/NTU con calibrazione <2 ‰ del valore misurato ±0,01 FNU/NTU
Coefficiente di variazione del procedimento:	1 ‰ in accordo alla norma DIN 38402
Tempo di risposta:	1 s ≤ T90 ≤ 300 s (impostabile)
Calibrazione:	punto zero impostato permanentemente in fabbrica, slope una lettura per la percentuale TS
Lunghezza cavo:	10 m, max. 100 m con prolunga
Temperatura ambiente:	>di 0 °C a +40 °C
Range di pressione:	≤6 bar oppure ≤60 m
Velocità di flusso:	max. 3 m/s (le bolle d'aria create influenzano negativamente la misura)
Materiali:	Supporto ottico e federati acciaio 1.4571 oppure PVC nero
	Albero tergitristallo: acciaio inox 1.4104
	Brazzo tergitristallo: acciaio inox 1.4581
	Gommino tergitristallo: gomma al silicone (standard); come optional: in Viton [®] (LZXS7B)
	Finestra e barra a conduzione ottica: vetro al quarzo (Suprasil)
	Guarnizioni ad anello torbidità (supporto ottico, tergitristallo, finestra): NBR (polimero butadiene - acronitrile)
	Guarnizioni struttura portante: NBR 70
	Cavi di attacco della sonda (cablaggio flessibile): 1 paio di cavi AWG 22 / 12 V DC intrecciati, 1 paio di cavi AWG 24 / dati, intrecciati, schermatura comune, Semolex (PUR)
	Spina di attacco della sonda (cablaggio fisso): tipo M12, standard di protezione IP 67
Raccordo cavo: acciaio 1.4305 oppure PVC bianco	
Intervallo d'ispezione:	a richiesta, contratto di assistenza da 1 anno con proroga della garanzia a 5 anni.
Dimensioni:	Unità video: L x H x P 306 mm x 266 mm x 93 mm
	Sonda da vasca: P x L 60 mm x 200 mm Sonda da incasso: P x L 60 mm x 315 mm (armatura di incasso: DN 65 / FN 16 DN 2533; <5 bar; per tubi oltre DN 80) Distanza sonda - parte (fondo): TS >10 cm, torbidità >50 cm
Peso:	Unità video: ca. 3,5 kg
	Sonda da vasca: ca. 1,8 kg (l-line, ca. 0,6 kg)
	Sonda da incasso: ca. 2,4 kg
	armatura di incasso: ca. 2,7 kg (sonda esclusa)
	Armatura di incasso di sicurezza: ca. 18 kg (sonda esclusa)
Tempi di manutenzione:	normalmente il tempo necessario per la manutenzione corrisponde a ca. 1 ora al mese
Dichiarazioni di conformità	CE, TÜV-GS, ULCSA

1. Wilon[®] è un marchio registrato della E.I. DuPont de Nemours & Co.

Con riserva di modifiche.



NOTA SU RIDUZIONE PRELIEVI IDRICI

Una corretta gestione del ciclo dell'acqua deve prevedere l'applicazione delle conoscenze tecnologiche esistenti per il conseguimento di obiettivi ambientali quali l'ottimizzazione della risorsa acqua anche all'interno delle realtà industriali.

Il riutilizzo delle acque reflue depurate può essere considerato un espediente razionale della risorsa idrica per realtà industriali come la Raffineria, insieme al recupero di acque di processo riutilizzabili ancora prima del loro invio all'Impianto di Trattamento.

La Raffineria di Sannazzaro già da tempo ha intrapreso la strada del riutilizzo delle acque depurate all'impianto di Trattamento Acque Effluenti quale quota parte dell'acqua di reintegro alle torri di raffreddamento. Le quantità massime di acqua che è possibile recuperare in tal modo è legato a problemi di concentrazioni saline abbastanza elevate per essere immesse in ciclo chiuso dove le problematiche di concentrazione vengono amplificate dalla evaporazione stessa nelle torri di raffreddamento.

Oltre al succitato riutilizzo di acque dall'impianto di depurazione le risorse idriche in ingresso al ciclo di produzione della Raffineria sono : Acqua di canale, Acqua proveniente dalla bonifica della falda nell'impianto di trattamento TAF e Acqua prelevata dai pozzi per utilizzi potabile/antincendio.

Per gli utilizzi nelle operazioni di Raffineria vengono utilizzate acque qualitativamente molto diverse tra loro : acqua demineralizzata, utilizzata tal quale o sotto forma di vapore; acqua potabile, per l'utilizzo civile preventivamente trattata in un impianto di deferrizzazione; acqua grezza proveniente dal canale per servizi e acqua antincendio; acqua di make up alle torri di raffreddamento, sempre proveniente da canale e/o da riciclo dall'uscita biologico.



La Raffineria di Sannazzaro dispensa inoltre acqua per usi industriali ai siti adiacenti la Raffineria stessa, ed in particolare alla Centrale Elettrica Enipower e alla Centrale di frazionamento aria della società Air Liquide.

A Enipower vengono inviate acqua grezza quale reintegro della torre di raffreddamento e acqua demineralizzata quale alimento caldaie. A sua volta Enipower rende alla Raffineria una quantità di vapore a media pressione in qualità di energia termica industriale nel processo di cogenerazione della centrale stessa. La differenza tra la quota di acqua demineralizzata inviata e la quantità di vapore ricevuto è da considerarsi a tutti gli effetti acqua utilizzata dalla Centrale Enipower .

Ad Air Liquide viene fornita acqua grezza per uso di make-up alla torre evaporativa.

In sintesi si elenca a consuntivo la situazione anno 2009 :

Prelievi Acqua Canale	6.353.733 mc	Acqua grezza a Enipower	188.813 mc
Prelievo Acqua TAF	2.252.824 mc	$\left\{ \begin{array}{l} \text{Acqua Demi a Enipower} \\ \text{Vapore da Enipower} \end{array} \right.$	$\left. \begin{array}{l} 2.375.754 \text{ mc} \\ - 1.513.151 \text{ t} \end{array} \right\}$
Prelievo Acqua pozzi	1.491.950 mc		
	-----	Acqua demi netta a Enipower	862.603 mc
Totale Acqua prelevata	10.098.507 mc	Acqua grezza a Air Liquide	890.225 mc

		Totale Acqua a terzi	1.941.641 mc

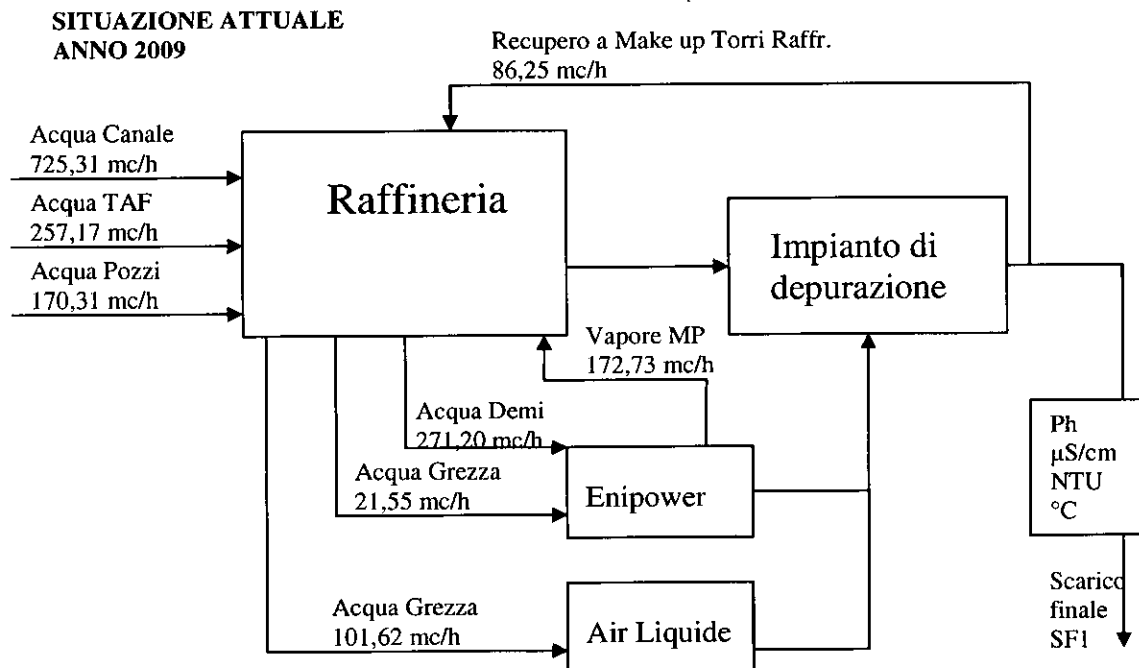
Totale Acqua prelevata per gli usi interni della Raffineria ammonta quindi a :

Totale Acqua prelevata 10.098.507 mc

Totale Acqua a terzi 1.941.641 mc

Totale Acqua per Raffineria 8.156.866 mc

Acqua recuperata da impianto di depurazione a reintegro torri 755.598 mc



Nell'anno 2009 la lavorazione netta di greggio della Raffineria è stata pari a **8.883.910 t** , e questo porta ad un indice di consumo di acqua per unità di greggio a:

Totale Acqua consumata 8.156.866 mc / Lavorazione netta greggio 8.883.910 t = 0,92

Nell'ottica del contenimento dei prelievi e consumi idrici sono in divenire alcuni progetti in fase di studio e realizzazione. Nel dettaglio, si sta realizzando il recupero delle acque del fondo colonna dell'impianto Sour Water 4, acque con caratteristiche estremamente compatibili con utilizzi industriali, per cui è in corso di realizzazione di una linea dedicata che ne permetterà l'invio al make up delle torri di raffreddamento anziché scaricarle verso l'impianto di depurazione; recupero spinto delle condense in varie aree di Raffineria con installazione di nuove vaporiere di raccolta e rilancio verso l'impianto di trattamento

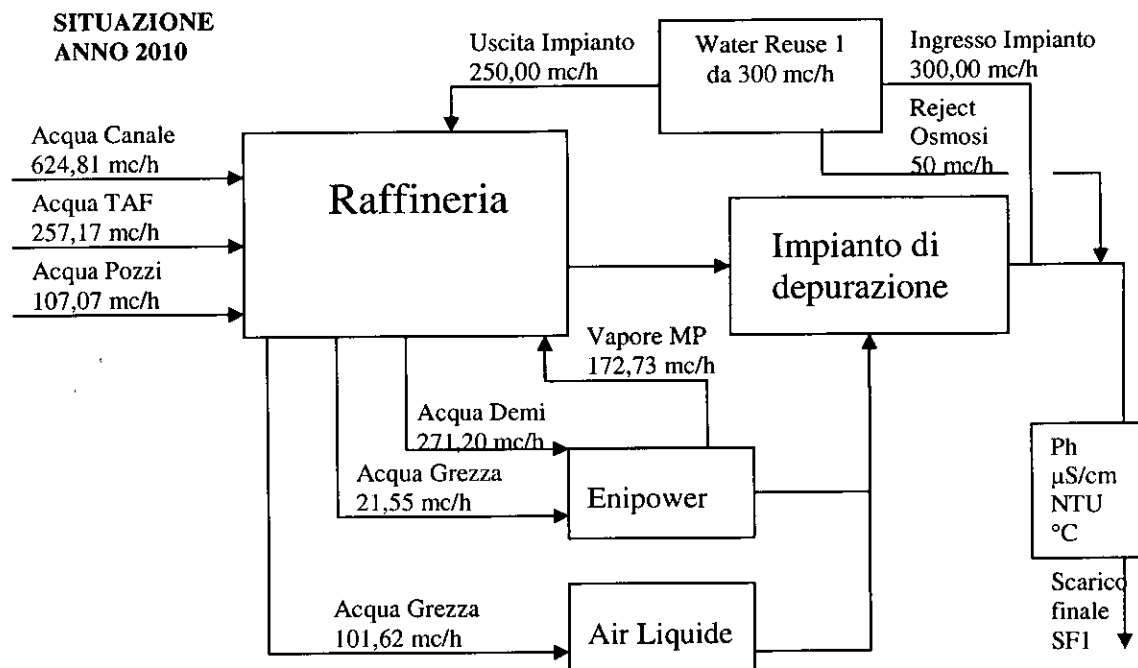


condense; installazione di un sistema di neutralizzazione degli eluati dell'impianto di produzione acqua demineralizzata e riutilizzo degli stessi previa osmosi inversa; modifica del sistema di raffreddamento delle pompe booster oleodotti con un sistema a circuito chiuso anziché a scarico diretto in rete fognaria. Tutti questi progetti daranno un grosso contributo di contenimento di consumi idrici valutabile però in dettaglio solo in una fase successiva.

I prossimi futuri maggiori passi per il contenimento dei consumi delle acque prelevate sono riassumibili in due step successivi : il primo a breve termine, ed entro il 2010, prevede l'installazione di un impianto di Water Reuse (UF + Osmosi Inversa) sull'acqua depurata per riutilizzo come alimento degli impianti di produzione acqua demineralizzata e integrazione al make up delle torri di raffreddamento in sostituzione dell'attuale reintegro di recupero di acqua tal quale.

L'impianto ha una capacità lavorativa di 300 mc/h lordi che equivalgono al netto dei rejects dell'osmosi a 250 mc/h continui (2.190.000 mc/anno). La sostituzione dell'attuale acqua estremamente salina proveniente dall'impianto di depurazione per reintegro torri di raffreddamento con acqua osmotizzata, porterà ad un conseguente minore scarico dalle torri evaporative stesse per diminuzione della concentrazione salina nell'acqua di circolazione della torre. Al momento tale contributo è difficilmente quantificabile e quindi al momento non viene considerato.

Considerando le quantità a consuntivo 2009, in modo da avere un riferimento stabile, e inserendo l'unità di recupero Water Reuse i flussi cambieranno nel modo seguente :



Alla luce dell'inserimento dell'impianto di Water Reuse da 300 mc/h il bilancio si modifica nel seguente modo:

Delta Recupero rispetto all'attuale :

Rec. con Water Reuse 1 (2.190.000 mc) – Rec. attuale pro make up (755.598 mc) = 1.434.402 mc

la quantità di acqua in più recuperata permette di prelevare la stessa quantità in meno dall'esterno per cui il totale dell'acqua prelevata per la Raffineria diviene:

Totale Acqua per Raffineria	8.156.866 mc
Delta rec. con Water Reuse 1	1.434.402 mc
Totale Acqua prelevata per Raffineria con Water Reuse 1 =	6.722.464 mc

Mantenendo sempre come riferimento la quantità di lavorazione di grezzo netta a consuntivo 2009 pari a 8.883.910 t risulta che l'indice di consumo di acqua per unità di grezzo diverrà pari a:

Totale Acqua consumata 6.722.464 mc / Lavorazione netta greggio 8.883.910 t = 0,76



Il secondo step è previsto alla luce del potenziamento dell'impianto di depurazione e della crescente capacità di lavorazione futura e consta di uno studio impiantistico di dettaglio, che diventerà attivo ed attuativo in un futuro a medio termine, presumibilmente entro il 2012, che prevede l'installazione di un impianto di Water Reuse, logicamente posizionato all'impianto di depurazione, da 500 mc/h che sfrutta un sistema all'avanguardia di Ultrafiltrazione a vena cava, anziché la tradizionale e più energeticamente dispendiosa filtrazione a pressione, più un sistema a membrane osmotiche tradizionali. Questo nuovo impianto andrà a sostituire a tutti gli effetti l'impianto di Water Reuse da 300 mc/h e permetterà di recuperare e riutilizzare 400 mc/h netti con una qualità salina di soli 100 microSiemens/cm per un totale anno di 3.504.000 mc.

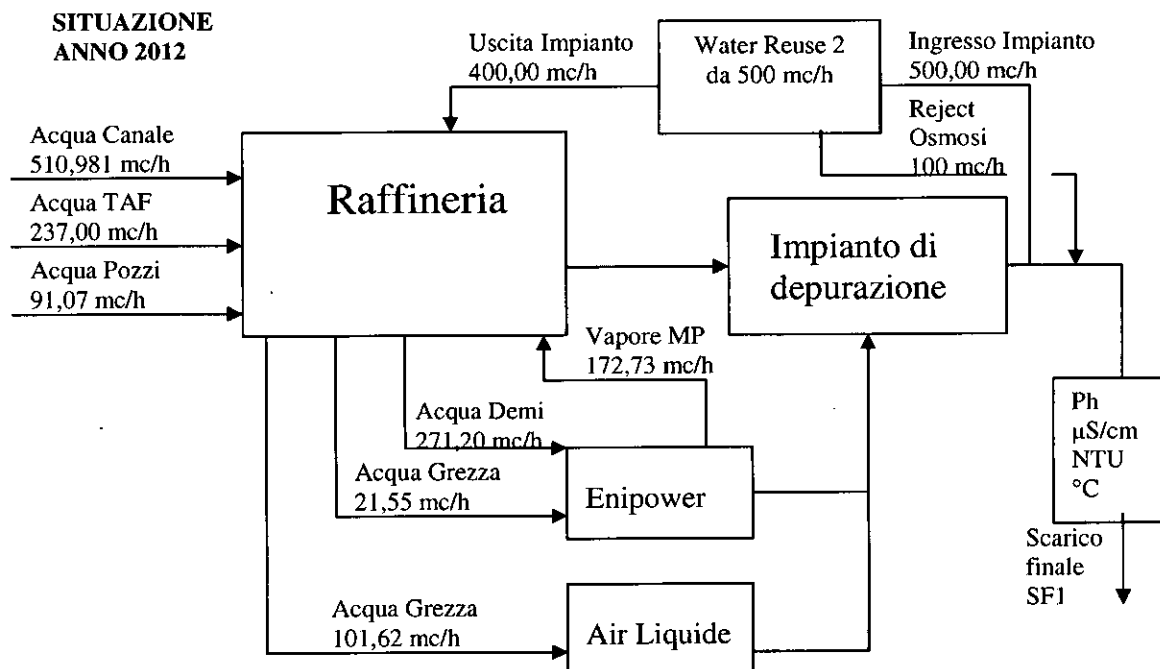
L'installazione di questo impianto in sostituzione del Water Reuse da 300 mc/h permetterà di recuperare una quantità di acqua superiore di 150 mc/h pari a 1.314.000 mc/anno.

Con questa premessa la quantità di acqua prelevata per la Raffineria diverrà come segue :

Delta Recupero rispetto all'attuale :

Rec. con Water Reuse 2 (3.504.000 mc) – Rec. attuale pro make up (755.598 mc) = 2.748.402 mc

Totale Acqua per Raffineria	8.156.866 mc
Delta rec. con Water Reuse 2	2.748.402 mc
Totale Acqua prelevata per Raffineria con Water Reuse 2 =	5.408.464 mc



Mantenendo, per uniformità di confronto, la stessa quantità di lavorazione di grezzo netta a consuntivo

2009 pari a 8.883.910 t risulta che l'indice di consumo di acqua per unità di grezzo diviene pari a:

Totale Acqua consumata 5.408.464 mc / Lavorazione netta greggio 8.883.910 t = 0,61



Raffineria di Sannazzaro

TECON - R. Lucarno

Marzo 2010

OGGETTO: Cronoprogramma per adeguamento e completamento sistema di monitoraggio prescritto

PREMESSA

In questo documento si riassumo i programmi di adeguamento già descritti in altre note più generali e alcuni programmi non altrove descritti ma che vanno chiariti differendo da quanto indicato in decreto AIA.

Adeguamento sistema di monitoraggio

In allegato 1 si veda il cronoprogramma che riguarda i seguenti aspetti:

- Strumentazione di misura in continuo su acque reflue (vedi nota relativa)
- Sistemi water reuse (vedi studio acque)
- LDAR (vedi nota relativa)
- Monitoraggio degli odori

Per quanto riguarda quest'ultimo punto, essendo prescritta in appendice C, una metodologia di monitoraggio ben precisa che necessita di personale appositamente formato per l'esecuzione, si ritiene di poterla applicare non prima del 2011.

SME su camino vacuum nuovo

A pag. 33 del PI viene richiesta l'installazione di uno SME al camino S32 che afferisce al Nuovo Vacuum. In allegato 2 si veda il programma di massima di realizzazione dell'impianto ed il dettaglio del programma dello SME relativo.

Copertura vasche API

Il progetto di copertura vasche API descritto in decreto non è stato ancora completato per la necessità di approfondire alcuni aspetti legati principalmente alla sicurezza. Si veda in allegato 3 il programma di completamento.

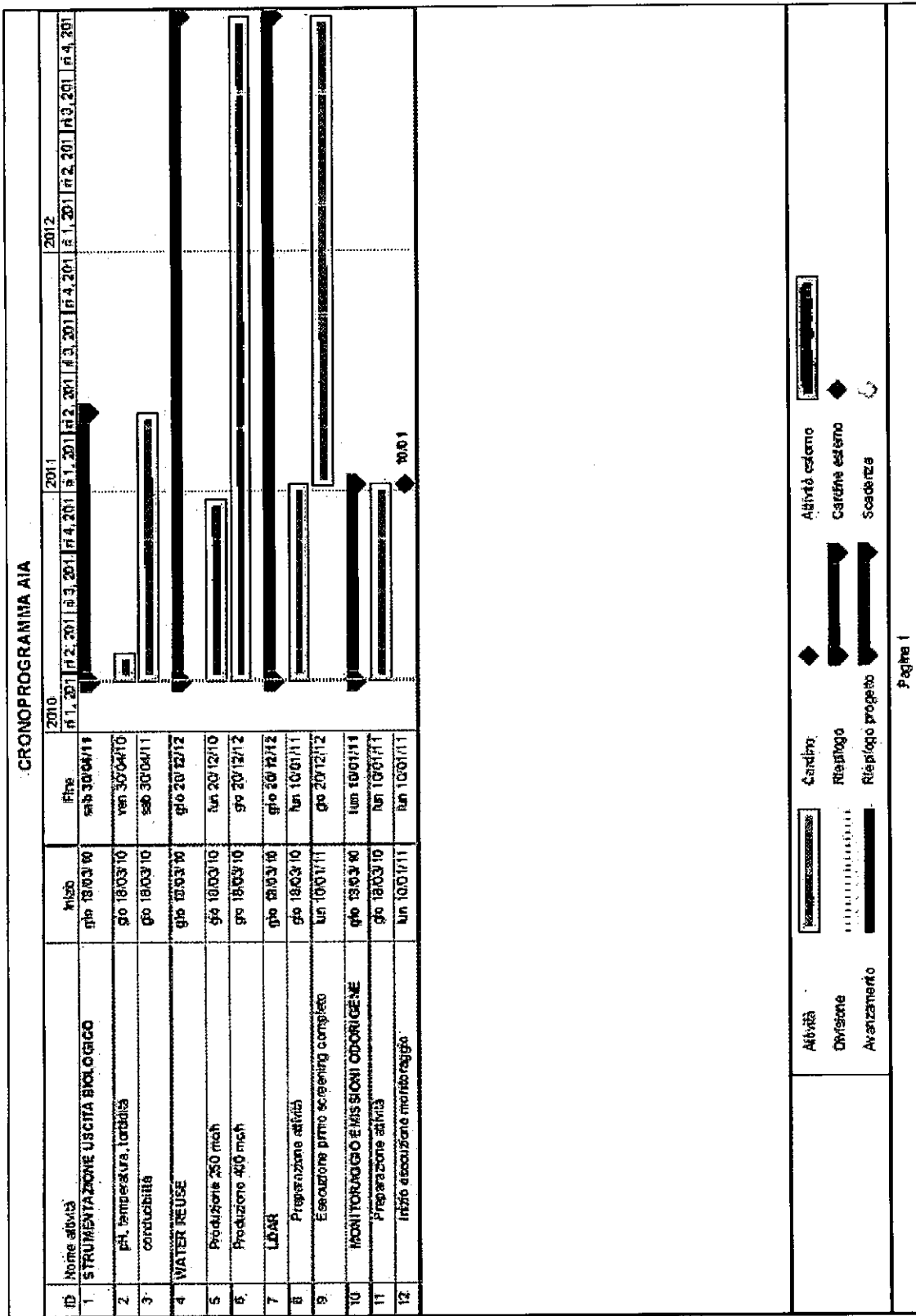
Serbatoi

Per quanto riguarda gli interventi previsti per i serbatoi dell'ex-Deposito Praoil di Ferrera, rimangono da completare l'S46 (inclinometro), che si chiuderà nel corso del 2010, e l'S51 (guarnizione secondaria ed in clinometro) che si completerà nel corso del 2011.

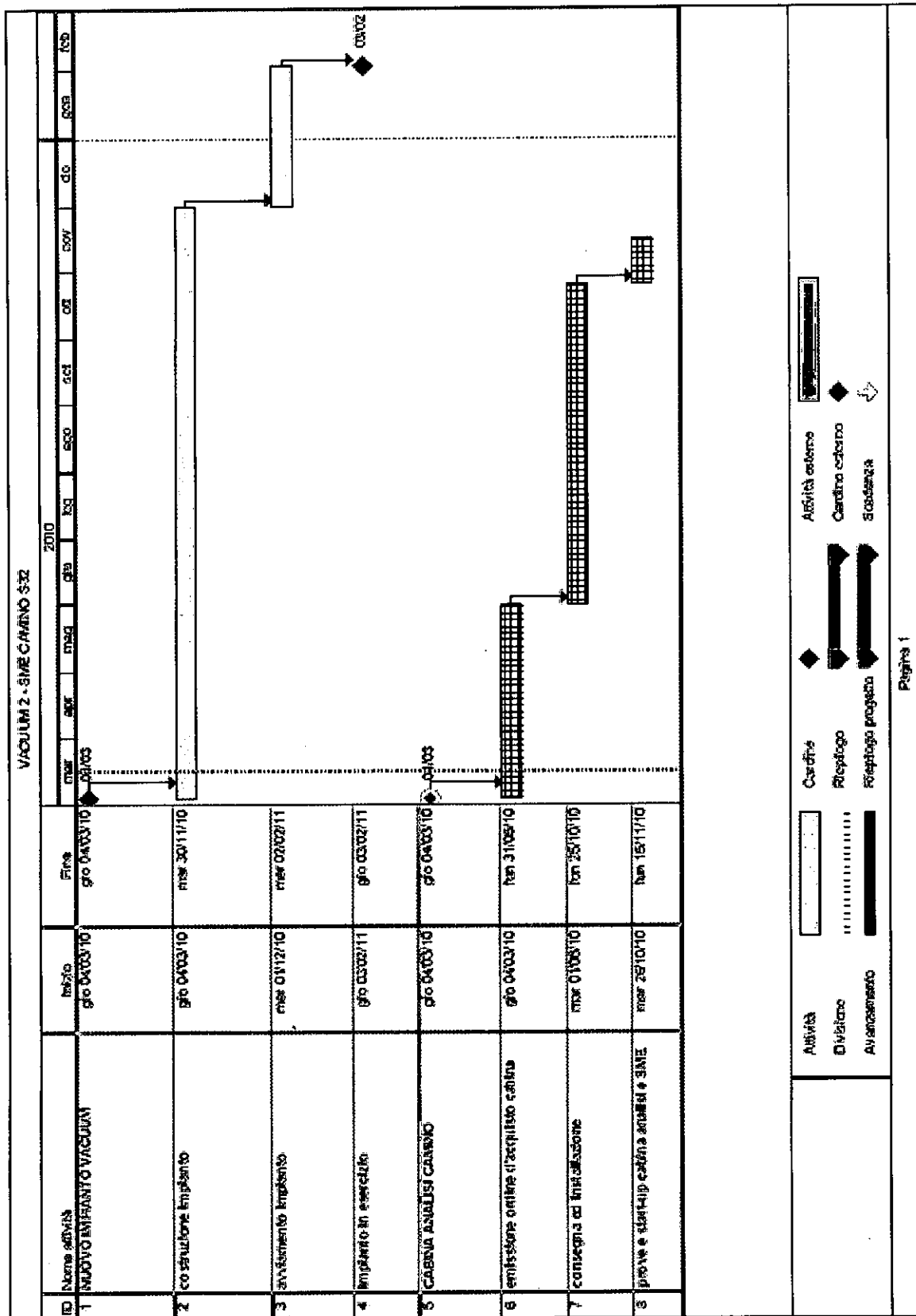
In allegato 4 si veda il programma dei serbatoi della raffineria, suddiviso tra grezzo e altri.

In allegato 5 si veda un report completo sulla situazione serbatoi.

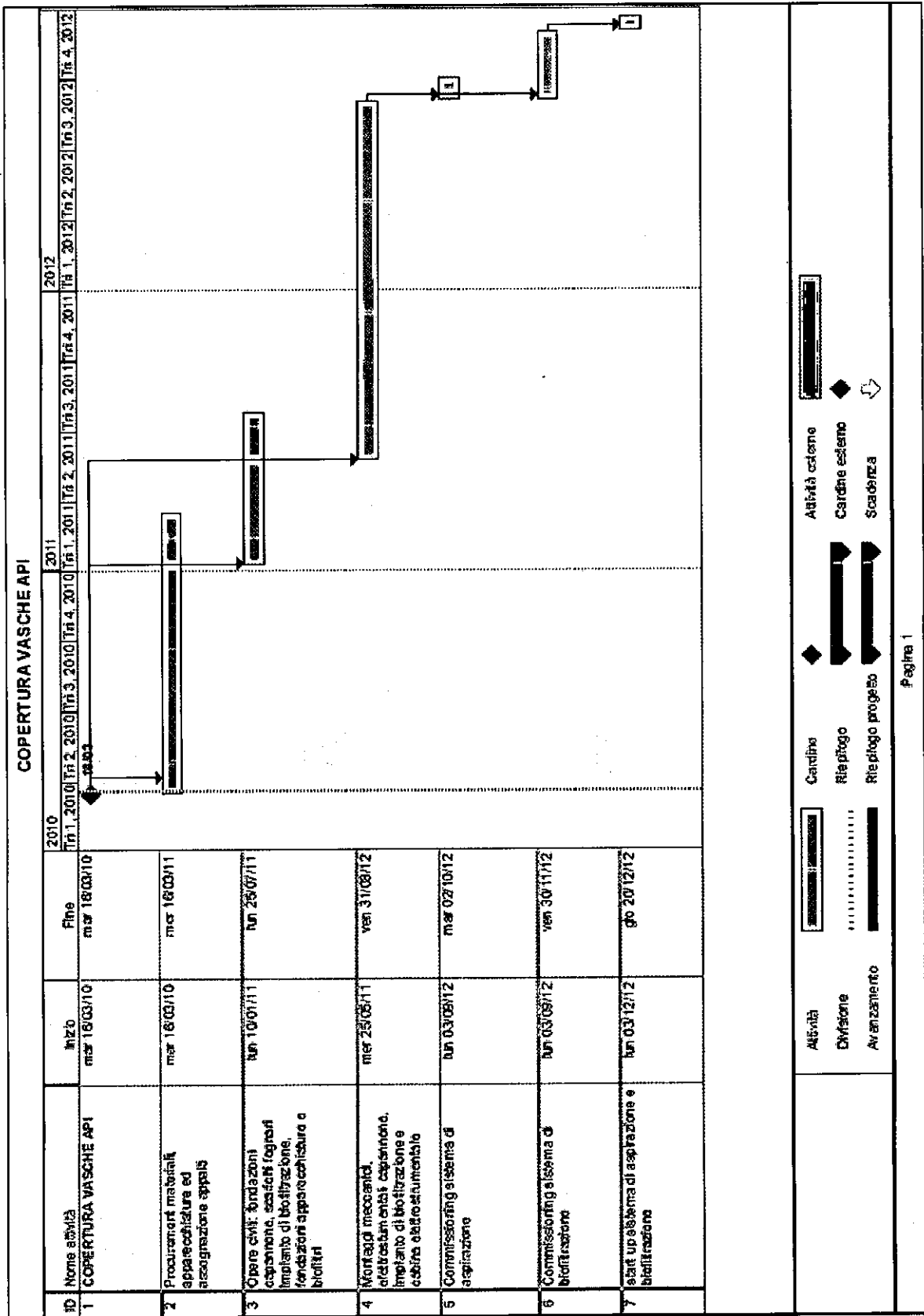
All. 1
Cronoprogramma AIA



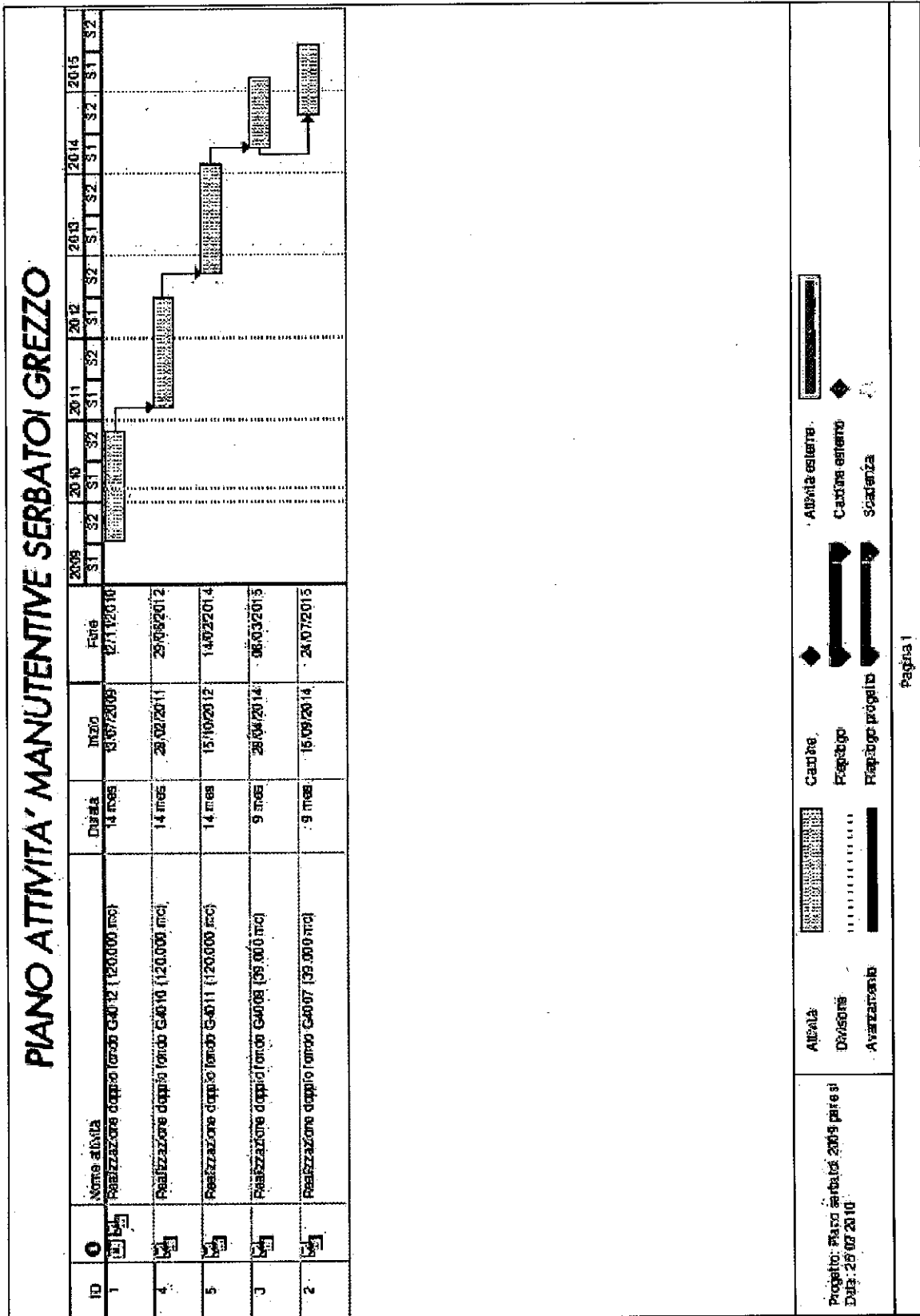
All. 2
Programma Vacuum nuovo



Allegato 3
Programma Copertura Vasche API



Allegato 4
Programma serbatoi di raffineria



Allegato 5
Report serbatoi

INTERVENTI DI MANUTENZIONE ED ISPEZIONE SUL PARCO SERBATOI DELLA RAFFINERIA DI SANNAZZARO DE' BURGONDI.

Anno 2009

Eni Divisione Refining & Marketing



Serbatoi

N° Serbatoi di Raffineria:
160

Capacità complessiva:
2.300.000 m³

Serbatoi da dotare di
Doppio fondo:
100 (7 di greggio)

Doppi fondi già realizzati: **21** Doppi fondi da realizzare: **29**

RIEPILOGO

Serbatoi da dotare di doppio fondo	100
Totale doppi fondi realizzati triennio 2003-2005	31 (1 greggio)
Totale doppi fondi realizzati nel triennio 2006-2008	33 (1 greggio)
Totale doppi fondi realizzati nel 2009	7
Totale doppi fondi da realizzare nel quadriennio 2010-2013	26 (2 greggi)
Completamento realizzazione doppi fondi su serbatoi di grezzo nel biennio 2014-2015	3

Eni Divisione Refining & Marketing



Anno 2009

- 7 doppi fondi realizzati
- 1 sfera da manutenzionare (G2202)
- 2 serbatoi fuori servizio per i quali sono in corso le attività di realizzazione del doppio fondo.
- 1 serbatoio a cui è stato rifatto totalmente il tetto (G4003)
- 1 serbatoio a cui è stato rifatta la prima virola del mantello (G4127)

Eni Divisione Refining & Marketing



Anno 2009-Attività svolte

<i>Sigla</i>	<i>V [m3]</i>	<i>Prodotto</i>	<i>Stato serbatoio</i>	<i>Intervento principale</i>
G4021	5000	SLOP	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G4111	2500	BENZINA	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G4115	5000	BENZINA	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G4132	10000	GASOLIO	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G4190	15000	BENZINA	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G41101	20000	BENZINA	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G41105	20000	BENZINA	MANUTENZIONATO	DOPPIO FONDO
G4003	25000	BENZINA	MANUTENZIONATO	RIFACIMENTO TETTO
G4127	2500	METANOLO	MANUTENZIONATO	RIFACIMENTO PARZIALE MANTELLO

Eni Divisione Refining & Marketing



Anno 2009 - serbatoi con attività in corso

<i>Sigla</i>	<i>V [m3]</i>	<i>Prodotto</i>	<i>Intervento principale da eseguire</i>
G4020	5000	SLOP	DOPPIO FONDO
G4012	120000	GREGGIO	DOPPIO FONDO

Eni Divisione Refining & Marketing



Anno 2010 - Attività previste

3 serbatoi da mettere fuori servizio per manutenzione

<i>Sigla</i>	<i>V [m3]</i>	<i>Prodotto</i>	<i>Intervento principale da eseguire</i>
G4002	25000	BENZINA	DOPPIO FONDO
G4116	10000	BENZINA	DOPPIO FONDO
G41103	20000	BENZINA	DOPPIO FONDO

Eni Divisione Refining & Marketing

