



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto DVA-DEC-2010-167 del 19 aprile 2010 per l'esercizio della raffineria della Società API Raffineria di Ancona S.p.A. sita nel Comune di Falconara Marittima (AN).

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale";

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248" e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

VISTA la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 33, del 17 febbraio 2012, di modifica della composizione della



Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);

VISTA l'autorizzazione integrata ambientale (AIA) di cui al decreto DVA-DEC-2010-167 del 19 aprile 2010, rilasciata dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare alla società API Raffineria di Ancona S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) per la raffineria sita nel Comune di Falconara Marittima (AN);

VISTA l'istanza presentata con nota prot. 853/15 del 5/10/2015, con la quale il Gestore ha chiesto una modifica dell'AIA per il progetto di parziale adeguamento del ciclo di desolfurazione distillati medi per la produzione di combustibili marini a basso tenore di zolfo;

VISTA la nota prot. DVA-2015-25843 del 15 ottobre 2015 con la quale la Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha avviato il procedimento di riesame;

VISTA la determina prot. DVADEC-2015-485 del 23 dicembre 2015 di esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per il progetto di parziale adeguamento del ciclo di desolfurazione distillati medi per la produzione di combustibili marini a basso tenore di zolfo;

VISTA la nota prot. CIPPC 306/2016 del 9 marzo 2016 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo alla richiesta avanzata dal Gestore;

VISTA la nota prot. 20080 del 29 marzo 2016, con la quale l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha trasmesso la proposta di piano di monitoraggio e controllo;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 5 aprile 2016 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, trasmesso ai partecipanti con nota prot. 9420 del 7 aprile 2016;

VISTA la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore con nota prot. 423 del 20 aprile 2016, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 aprile 2016, al n. 10905;

VISTA la nota prot. 865/2016 del 20 maggio 2016 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio,



aggiornato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza dei servizi del 5 aprile 2016;

VISTA la nota prot. 16903 del 14 giugno 2016 con la quale il Ministero della salute ha espresso il proprio parere non favorevole al progetto presentato dal Gestore;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 15 giugno 2016 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, trasmesso ai partecipanti con nota prot. 16234 del 17 giugno 2016, Conferenza nell'ambito della quale si è deliberato di esprimersi favorevolmente in merito alla richiesta di riesame presentata dal Gestore con il solo parere negativo del Ministero della salute;

CONSIDERATO che ai sensi dell'articolo 14-ter, comma 7, della legge 7 agosto 1990, n. 241, si considera acquisito l'assenso dell'amministrazione il cui rappresentante, all'esito dei lavori della Conferenza dei servizi, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata;

CONSIDERATO che le amministrazioni invitate a partecipare ai lavori della Conferenza dei servizi, cui sarà data notizia dell'emanazione del presente decreto, dopo il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, hanno in ogni caso facoltà di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio di un riesame dell'autorizzazione integrata ambientale, ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota prot. 16547 del 22 giugno 2016 con la quale la Direzione Generale ha segnalato la necessità di attivare la procedura ai sensi dell'art. 14-*quater*, comma 3, della Legge 241/90, per superare il dissenso manifestato dal Ministero della Salute in merito al progetto presentato dal Gestore;

VISTA la propria nota prot. 14600/GAB del 12 luglio 2016 con la quale è stato sottoposto alla deliberazione del Consiglio dei Ministri il dissenso espresso in sede di Conferenza dei servizi dal Ministero della salute avverso il procedimento di riesame dell'AIA richiesto dal Gestore;

VISTA la nota prot. 23566 del 16 novembre 2016 con la quale la Presidenza del Consiglio dei Ministri ha trasmesso la Delibera del 9 novembre 2016 nella quale si prende atto del superamento del dissenso in merito al procedimento di riesame dell'autorizzazione di cui al decreto DVA-DEC-2010-167 del 19 aprile 2010, rilasciata dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare alla società API Raffineria di Ancona S.p.A. per la raffineria sita nel Comune di Falconara Marittima (AN), nel rispetto delle seguenti prescrizioni riportate nella



M

suddetta Delibera, proposte dal Ministero della salute e condivise dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare:

1. Rilevamento, con cadenza trimestrale, dei microinquinanti organici diossine (PCDD), furani (PCDF), DL-PCB e idrocarburi policiclici aromatici (IPA);
2. Rilevamento, con cadenza trimestrale, dei microinquinanti inorganici: cadmio, tallio, mercurio, antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio;

Le periodicità trimestrali dei rilevamenti suddetti potranno essere allungate (semestrali) dopo almeno un primo anno di verifica dell'andamento delle concentrazioni nelle emissioni del camino E7.

3. Limiti alle emissioni:

- A) Organici: PCDD + PCDF 0,1 ng I-TE/Nm³, DL-PCB 0,1 ng WHO-TE/Nm³, IPA 0,01 mg/Nm³;
 - B) Inorganici: Cadmio+Tallio 0,05 mg/Nm³, Mercurio 0,05 mg/Nm³, Antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio 0,5 mg/Nm³;
 - C) Per il rispetto di tali valori limite devono essere utilizzati per il prelievo e le analisi le seguenti norme UNI EN o ISO: PCDD/F + DL + PCB UNI EN 1948 parte 1, 2, 3, 4; IPA ISO 11338 parte 1 e 2: 2003; mercurio UNI EN 13211: 2003; altri metalli UNI EN 14385: 2004.
4. Entro tre mesi dalla comunicazione di cui all'articolo 29-decies, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152,, il gestore redige e presenta all'autorità competente, che lo rende disponibile al pubblico sul suo sito internet istituzionale, uno studio relativo alla valutazione degli effetti della diminuzione dell'altezza del punto emissione E7, individuando in particolare le aree d'impatto interessate dalle ricadute delle emissioni di detto camino.

A supporto di quanto richiesto nei punti precedenti si ricorda come a livello europeo l'Agenzia europea per l'ambiente (EEA) produce con cadenza regolare un rapporto relativo ai fattori di emissione per macro e microinquinanti per diversi cicli produttivi che rappresenta un utile strumento per le valutazioni ante-operam dei potenziali impatti prodotti sul territorio.

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che non sono pervenute ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e degli articoli 9 e 10 della legge 7



agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

FATTI SALVI gli obblighi ricollegabili alla ubicazione dell'impianto all'interno del SIN di Falconara Marittima (Ancona), nonché di quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione;

VISTA la nota prot. n. 28970 del 29 novembre 2016, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i. ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA-DEC-2010-167 del 19 aprile 2010, per l'esercizio della raffineria della società API Raffineria di Ancona S.p.A. sita nel Comune di Falconara Marittima (AN), identificata dal codice fiscale 01837990587, con sede legale in Via Flaminia, 683 – 60015 Falconara Marittima (AN), è aggiornato con le modifiche ai relativi allegati di cui al parere istruttorio reso con nota prot. n. CIPPC 865/2016 del 20 maggio 2016 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso con nota prot. 20080 del 29 marzo 2016 dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, che costituiscono parte integrante del presente decreto, nonché con le seguenti prescrizioni adottate nella Delibera del 9 novembre 2016 della Presidenza del Consiglio dei Ministri per superare il dissenso emerso nell'ambito del procedimento di rilascio dell'AIA:

1. Rilevamento, con cadenza trimestrale, dei microinquinanti organici diossine (PCDD), furani (PCDF), DL-PCB e idrocarburi policiclici aromatici (IPA) emesse dal camino E7;
2. Rilevamento, con cadenza trimestrale, dei microinquinanti inorganici: cadmio, tallio, mercurio, antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio emesse dal camino E7;

Le periodicità trimestrali dei rilevamenti suddetti potranno essere allungate (semestrali) dopo almeno un primo anno di verifica dell'andamento delle concentrazioni nelle emissioni del camino E7.

3. Ulteriori limiti alle emissioni del camino E7:

A) Organici: PCDD + PCDF 0,1 ng I-TE/Nm³, DL-PCB 0,1 ng WHO-TE/Nm³, IPA 0,01 mg/Nm³;



LM

- B) Inorganici: Cadmio+Tallio 0,05 mg/Nm³, Mercurio 0,05 mg/Nm³, Antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio 0,5 mg/Nm³;
- C) Per il rispetto di tali valori limite devono essere utilizzati per il prelievo e le analisi le seguenti norme UNI EN o ISO: PCDD/F + DL + PCB UNI EN 1948 parte 1, 2, 3, 4; IPA ISO 11338 parte 1 e 2: 2003; mercurio UNI EN 13211: 2003; altri metalli UNI EN 14385: 2004.
4. Entro tre mesi dalla comunicazione di cui all'articolo 29-decies, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152,, il gestore redige e presenta all'autorità competente, che lo rende disponibile al pubblico sul suo sito internet istituzionale, uno studio relativo alla valutazione degli effetti della diminuzione dell'altezza del punto emissione E7, individuando in particolare le aree d'impatto interessate dalle ricadute delle emissioni di detto camino.

Rimangono per il resto valide tutte le altre prescrizioni del decreto DVA-DEC-2010-167 del 19 aprile 2010 vigente.

Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della Salute, che potrà chiedere il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

Gian Luca Galanti






Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE
Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali
REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 0013892/DVA del 23/05/2016

CIPPC 865/2016
del 20/05/2016

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N°
Ref. Ministero:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda di AIA presentata da API Raffineria di Ancona S.p.A. sita nel Comune di Falconara Marittima (AN) - Procedimento di modifica ID 16/940

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data 05/04/2016.

Il Presidente f.f. della Commissione IPPC
Prof. Armando Brath

All. c.s.

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
RICEVUTO IL
23 MAG. 2016
DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI



**Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.**

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

**Modifica del Decreto autorizzativo DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010
della API Raffineria di Ancona S.p.A. sito nel comune di Falconara Marittima (AN)**

*“modifica del ciclo di desolfurazione distillati medi di raffineria - unità HDS-I”
(id. MATTM-DVA 16/940)*

Gestore	API Raffineria di Ancona S.p.A.
Località	Falconara Marittima (AN)
Gruppo Istruttore	Paolo Ceci - referente
	Marcello Iocca
	David Roettgen
	David Piccinini – Regione Marche
	Alessandro Inzerilli– Provincia di Ancona
	Giovanna Badiali – Comune di Falconara M.ma



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

- Vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 00-2012-000270 del 23 aprile 2012, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A. – Raffineria di Falconara M.ma (AN) al Gruppo Istruttore così costituito:
 - o Paolo Ceci - Referente GI;
 - o Marcello Iocca;
 - o David Roettgen;
 - o Rocco Simone.
- Preso atto delle dimissioni rassegnate dall'ing. Rocco Simone quale membro della Commissione IPPC (prot. CIPPC-00-2015-0001637 del 07/09/2015);
- Preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
 - o David Piccinini – Regione Marche;
 - o Alessandro Inzerilli– Provincia di Ancona;
 - o Giovanna Badiali – Comune di Falconara Marittima.
- Vista la nota del MATTM U.prot. DVA-2015-0025843 del 15/10/2015 avente ad oggetto “*Api Raffineria di Ancona S.p.A. - Comunicazione di avvio del procedimento ai sensi degli artt. 7 e 8 della legge 241/90, ai sensi del D.lgs. 152/06 per il riesame dell’Autorizzazione Integrata Ambientale. (ID 16/940)*”, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC-00-2015-0001965 del 21/10/2015, con cui si trasmettevano la comunicazione del Gestore del 05/10/2015, prot. 853/15.
- Visto il parere istruttorio allegato al Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 della Raffineria di Falconara Marittima (AN) e successive modifiche ed integrazioni intestato alla Soc. API Raffineria di Ancona S.p.A..
- Visti i contenuti della relazione istruttoria (RI) predisposta da ISPRA il 20/01/2016, avente prot. n. 5741 del 24/01/2016, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 84/2016 del 26/01/2016.
- Visto il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare U.prot. DVADec-2015-0000485 del 23/12/2015 relativo all'esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale del progetto “*API Raffineria di Ancona spa di parziale adeguamento del ciclo di desolfurazione distillati medi per la produzione di combustibili marini a basso tenore di zolfo*”, trasmesso dal gestore con nota 16/2016 del 08/01/2016.
- Viste le pertinenti disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..

- Visto il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 274 del 16/12/2015 recante "*Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare*".
- Vista la nota della Commissione prot. CIPPC-00-2015-001302 del 08/07/2015 recante elementi in merito ai procedimenti istruttori delle raffinerie.
- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 25/02/2016 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. n. CIPPC 213/2016 del 25/02/2016 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.
- Visto il verbale della Conferenza dei Servizi svoltasi il 05/04/2016, trasmesso con nota DVA prot. 9420 del 07/04/2016.
- Viste le integrazioni rese dal Gestore a valle della Conferenza dei Servizi del 05/04/2016, trasmesse con nota prot 423 del 20/04/2016 (acquisite rispettivamente con prot. DVA 10905 del 21/04/2016 e prot. CIIPC 718/2016 del 22/04/2016), ed inoltrate al gruppo istruttore con nota mail prot. CIPPC 719/2016 del 22/04/2016.
- Vista la comunicazione resa dalla Regione al Gruppo Istruttore con nota mail del 09/05/2016, acquisita con prot. CIPPC n. 809/2016 del 09/05/2016, di riposta alla nota mail CIPPC prot. 719/2016 del 22/04/2016.
- Vista l'e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio *Rev_1* inviata per approvazione in data 09/05/2016 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. n. CIPPC 812/2016 del 09/05/2016 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.

Considerato
in merito l'istanza 16/940

- che la nota del Gestore prot. 853/2015 del 05/10/2015, rappresenta la trasmissione cartacea della documentazione già inviata a mezzo PEC, con nota prot. 836/2015 del 30/09/2015, acquisita dal MATTM con E.prot. DVA-2015-0024578 del 01/10/2015;
- che il Gestore, con le note prot. 836/2015 e 853/2015, ha comunicato l'intenzione di realizzare la parziale modifica del ciclo di desolfurazione distillati medi di raffineria con l'inserimento, nell'ambito dell'esistente unità HDS-1, di una sezione di trattamento di un distillato pesante, intermedio di lavorazione denominato "*carica Thermal Cracking*", al fine di ottenere un prodotto desolfurato idoneo direttamente o a completamento del restante ciclo di lavorazione per la formulazione di bunker marina a basso tenore di zolfo;



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

- che il Gestore, con le note prot. 836/2015 e 853/2015, chiarisce tra l'altro che lo scopo della modifica proposta è quello di produrre combustibili marini (*Marine Fuel Oil* o "*Bunker marina*") a basso tenore di zolfo, in accordo con la Direttiva 2012/33, recepita dal D.Lgs. 112/2014, destinati a coprire le richieste di mercato, ed in generale i fabbisogni del vicino Porto di Ancona;
- che il Gestore nell'istanza chiarisce inoltre che la modifica proposta non comporta variazioni del funzionamento e dell'assetto produttivo della Raffineria, rispetto a quanto riportato nel Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale vigente;
- che il Gestore, con nota del 05/10/2015, prot. 853/2015, ha presentato la descrizione delle variazioni impiantistiche che intende apportare, ovvero la modifica parziale dell'esistente ciclo di desolfurazione distillati medi con l'inserimento, presso l'unità HDS-1, di una sezione di trattamento dei distillati pesanti (gli intermedi di lavorazione – "*Carica Thermal Cracking*"). In termini generali il dettaglio del progetto presentato prevede:
 - l'integrazione della nuova sezione all'interno dell'impianto di desolfurazione HDS-1 al fine di consentire il riutilizzo di alcune apparecchiature esistenti appartenenti all'ex impianto Desolfurazione Gasoli 2 (HDS-2, unità 3200), attualmente dismesso e messo in stato conservativo;
 - la sostituzione dell'attuale forno reattore F-3201, al fine di massimizzare l'efficienza energetica e contenere le emissioni ed i consumi, che sarà alimentato in via prioritaria a *Fuel gas*, o in alternativa con metano da rete SNAM o con un mix dei due;
 - che lo *stream* "distillati Pesanti", attualmente alimentato direttamente all'impianto *Thermal Cracking*, potrà essere inviato, tutto o in parte, alla nuova sezione di desolfurazione (ex HDS-2), da quest'ultima potrà andare direttamente a stoccaggio o continuare a passare attraverso il *Thermal Cracking* per aumentarne le rese in distillati. In entrambi i casi si otterrà un prodotto desolforato idoneo alla formulazione del bunker marina a basso tenore di zolfo;
 - che lo *stream* "distillati Pesanti" alimentato alla sezione ex HDS-2 sarà essenzialmente costituito da due distinte tipologie di "cariche", per le quali l'impianto consentirà specifici gradi di desolfurazione. Le due tipologie di cariche avranno le seguenti caratteristiche:

	composizione	Portata	S in [ppm wt]	Grado di desolfurazione
FEED 1	Gasolio pesante da <i>Topping</i> (SRHGO) + Gasolio leggero da <i>Vacuum</i> (LV3GO)	58'000 Kg/h	22'898	91%
FEED 2	Gasolio pesante da <i>Vacuum</i> (HV3GO)	58'000 Kg/h	33'500	82%

Mediamente la sezione verrà alimentata con la FEED 1 per circa l'80% del tempo di



Commissione Istruttoria IPPC API Raffineria di Ancona S.p.A.

marcia, mentre per il rimanente 20% verrà alimentato con la FEED 2, il grado di desolforazione medio sarà pari all'89%;

- l'utilizzo comune alle due linee di desolforazione HDS-1 dei servizi ausiliari già presenti (senza che questi siano potenziati): sistemi di compressione; sistemi di lavaggio gas (idrogeno) di trattamento; convogliamento ad un unico punto di emissione dei fumi di combustione (camino E7);
- il riposizionamento, in corrispondenza del nuovo forno F-3201 del camino E7 (spostamento di circa 20m), attualmente posizionato in corrispondenza dell'esistente forno F3101. La realizzazione del nuovo camino E7, adeguato all'aumento delle portate dei fumi, deriva dalla volontà del Gestore di non pregiudicare l'esercizio dell'impianto HDS-1 durante le fasi di realizzazione dell'intervento, al termine dell'adeguamento la struttura del "vecchio" camino E7 verrà demolita;
- che il dimensionamento del nuovo camino E7 sarà tale da consentire l'adeguata evacuazione dei fumi provenienti dalla due sezioni asservite (HDS-1 ed exHDS-2); la nuova struttura e le connesse opere civili saranno adeguate alla vigente normativa antisismica; il camino e sarà inoltre dotato di sistema per la misura diretta delle emissioni di SO₂, NO_x, CO e O₂. In particolare il camino E7 avrà un'altezza di 46,2 m (era 55 m) e un'area della sezione di uscita pari a 1,65 m² (era 1,287 m²);
- l'assetto *post operam* è riportato nel seguente schema semplificato fornito dal gestore:

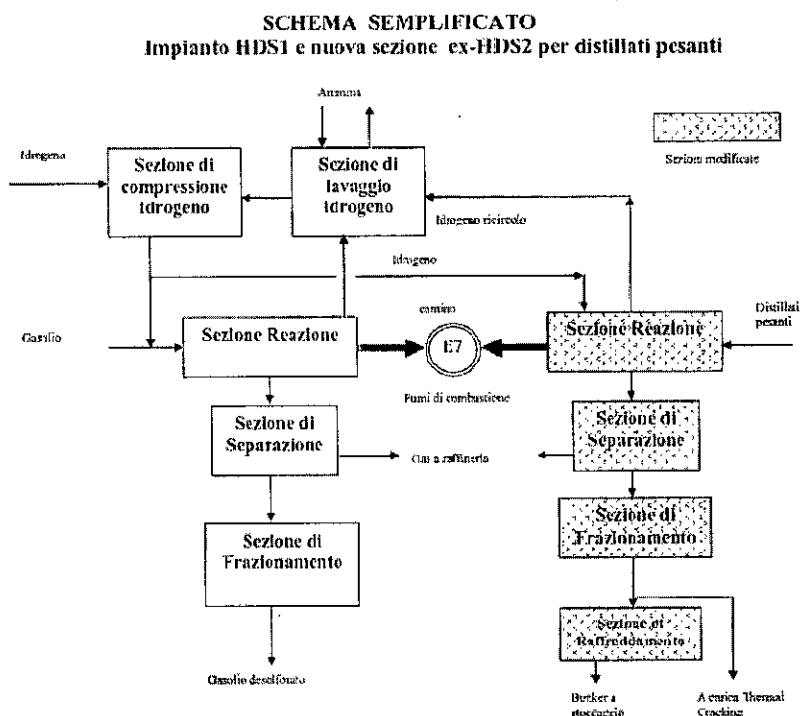


Figura 1: Impianto HDS1 - Configurazione Post Operam



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

- che il Gestore, con la nota del 05/10/2015, prot. 853/2015, ha trasmesso l'aggiornamento delle schede di cui al DM 07/02/2007, da cui, come dichiarato dal Gestore nella medesima nota, risulta tra l'altro:
- l'invarianza della capacità massima di lavorazione della Raffineria che rimarrà pari a 3'900'000 ton/anno;
 - un aumento poco significativo dei consumi di materie prime/combustibili – il maggior consumo di combustibili (*fuel gas*/metano) alimentati alla nuova unità sarà sostanzialmente compensato dal minor consumo delle altre sezioni oggetto dell'intervento, il Gestore stima in incremento complessivo del consumo di combustibili di circa lo 0,5%;
 - la sostanziale invarianza dei consumi delle risorse idriche – al maggior consumo (+5 m³/h) del nuovo impianto corrisponderà una riduzione dei consumi (-3 m³/h) dell'impianto *Vacuum 1*; peraltro la variazione complessiva del prelievo idrico (da 427 a 429 m³/h) risulta compresa nell'oscillazione oraria dei prelievi idrici, mediamente attestati su circa 390 m³/h;
 - un aumento poco significativo della produzione di energia elettrica, connessa con l'installazione del nuovo forno F-3201, in parte compensata dei consumi associati all'impianto *Vacuum 1* e TC (*Thermal Cracking*); la produzione di energia elettrica della Raffineria avrà complessivamente un incremento pari a circa + 0,5%;
 - la sostanziale invarianza dei consumi di energia elettrica (+0,0008%);
 - lo spostamento, di circa 20 m, ed il ridimensionamento della preesistente fonte di emissione in atmosfera denominata E7, e la riduzione delle emissioni dai camini E3 ed E9. In particolare:
 - al camino E7 sarà convogliato il flusso emissivo derivante dal nuovo forno F-3201 dell'unità ex HDS-2;
 - il flusso emissivo associato all'impianto *Thermal Cracking* (camino E3) subirà una riduzione pari a circa 3%;
 - il flusso emissivo associato all'impianto *Vacuum 1* (camino E9) subirà una riduzione pari a circa il 25%;

In particolare al camino E7 verranno convogliate le emissioni derivanti dall'Unità HDS-1, forno F-3101 (12,7 MW_{term.}) e dall'unità ex HDS-2, forno F-3201 (5,97 MW_{term.}). I flussi emissivi e le relative emissioni di inquinanti associati ai tre camini, alla massima capacità produttiva, sono riportate nella seguente tabella, in raffronto agli omologhi dati *ante operam* desunti dalle schede B/C trasmesse dal gestore con l'istanza di AIA del luglio 2006:



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

camino impianti	Portata [Nm ³ /h]			inquinanti	Flusso [Kg/anno]		
	ante operam	post operam	%		ante operam	post operam	%
E3 Thermal Cracking	56'726	55'024	-3%	NO _x	60'083,06	58'280,56	-3%
				SO ₂	15'883,27	15'406,78	-3%
				CO	31'766,55	30'813,55	-3%
				PTS	2'269,04	2'200,97	-3%
E7 HDS-1 Ex HDS-2	9'258	16'493	+78%	NO _x	7'406,58	12'615,78	+70%
				SO ₂	11'109,87	12'846,27	+16%
				CO	822,13	1'400,93	+70%
				PTS	1'133,21	1'364,73	+20%
E9 Vacuum 1	7'790	5'843	-25%	NO _x	15'580,66	11'685,49	-25%
				SO ₂	59'206,50	44'404,87	-25%
				CO	4'674,20	3'505,65	-25%
				PTS	3'116,13	2'337,10	-25%
Tot	73'774	77'360	+5%	NO _x	83'070,3	82'581,83	-1%
				SO ₂	86'199,64	72'657,92	-16%
				CO	37'262,88	35'720,13	-4%
				PTS	6'518,38	5'902,8	-9%

Le variazioni di cui alla precedente tabella risultano peraltro ininfluenti sull'intera Raffineria poiché, essendo autorizzata con limiti di "bolla", i valori emissivi massimi, sia in termini di flussi di massa annui che di concentrazioni medie, sono di fatto immutati;

- l'invarianza delle fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato;
- la sostanziale invarianza degli scarichi idrici – all'incremento (+5 m³/h) dei quantitativi scaricati connessi al nuovo impianto corrisponderà una riduzione (-1 m³/h) di quelli relativi all'impianto *Vacuum 1*; peraltro l'incremento previsto sarà compatibile con la capacità di progetto (40 m³/h) dell'impianto *Sour Water Stripper (SWS)*, cui i reflui sono convogliati, che mediamente si attesta su una portata di 28 m³/h;
- l'invarianza delle emissioni in acqua;
- la sostanziale invarianza della produzione di rifiuti – le tipologie di rifiuti generate dall'esercizio del nuovo impianto saranno sostanzialmente analoghe a quelle prodotte dall'impianto HDS-1 pre-esistente, l'incremento dei quantitativi è stimato in circa 40 ton/anno, pari a circa lo 0,2% della produzione totale del sito;
- l'invarianza delle aree di stoccaggio materie prime, prodotti, intermedi e rifiuti;



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

- l'invarianza degli effetti sul clima acustico esterno – la modifica comporterà l'installazione di nuove apparecchiature in un'area lontana dai confini del sito produttivo, che garantiranno il mantenimento della rumorosità a livelli inferiori a 85 dbA ad 1 m in campo aperto; il Gestore presenta inoltre specifica "valutazione previsionale di impatto acustico" da cui non emergono variazioni dell'impatto esterno;
 - l'invarianza delle emissioni odorose;
- che il Gestore, con la nota del 05/10/2015, prot. 853/2015, dichiara che l'assetto *post operam* risulta adeguato alle tecnologie di cui alle BATConclusion per il settore raffinazione (Decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 09/10/2014). In particolare il Gestore evidenzia che i dati di progetto, garantiti dal fornitore, del nuovo forno F-3201 sono in linea con le performance indicate nella BATConclusion; si riporta nella tabella seguente il raffronto dei dati emissivi del forno F-3201 con i BAT-AEL (relativi a diverse tipologie di combustibili) di cui alle citate BATConclusion:

	Emissioni [mg/Nm ³]	BAT-AEL [mg/Nm ³]	Rif. BAT-AEL Decisione 2014/738/UE
NO _x	90	30 ÷ 100 30 ÷ 300	Tab. 10 –nuove unità di combustione alimentate a gas Tab. 11 –nuove unità di combustione alimentate con multi combustibili
SO ₂	30	5 ÷ 35 35 ÷ 600	Tab. 13 - unità di combustione alimentate con gas di raffineria Tab. 14 –nuove unità di combustione alimentate con multi combustibili
CO	10	≤ 100	Tab. 15 - unità di combustione
PTS	4	5 ÷ 25	Tab. 12 - unità di combustione alimentate con multi combustibili

- che il Gestore, con la nota del 05/10/2015, prot. 853/2015, ha trasmesso il cronoprogramma degli interventi, dal quale risulta che gli stessi verranno completati in un arco temporale di 12 mesi;
- quanto evidenziato da ISPRA nella relazione istruttoria (RI) predisposta il 20/01/2016, avente prot. n. 5741 del 25/01/2016, acquisita dalla Commissione con prot. CIPPC 84/2016 del 26/01/2016;
- che il Decreto di autorizzazione all'esercizio DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 della raffineria API di Falconara Marittima (AN) e s.m.i. prevede specifici limiti di "bolla", in concentrazione e massa, per i camini E1, E2, E3, E5, E6, E7, E9, E10, E13 ed E14, nonché alcune specifiche prescrizioni associate a determinati parametri per particolari camini, tra cui il camino E7;
- che il Gestore, con nota del 08/01/2016, prot. 16/2016, ha comunicato di aver richiesto ed ottenuto, con provvedimento U.prot. DVADEC-2015-0000485 del 23/12/2015, parere di esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, il quale tra l'altro prevede che:



**Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.**

1. *Il Gestore, dopo la messa in esercizio della modifica impiantistica, dovrà effettuare un monitoraggio con cadenza semestrale dei dati sulla percentuale di utilizzo del Vacuum 1 rispetto alla capacità massima, per verificare la condizione di compensazione tra i punti di emissione E3, E7 ed E9.*
2. *A seguito del rilascio dell'autorizzazione, entro 3 mesi dopo la messa a regime del ciclo di desolfurazione in progetto, dovrà essere fornita una apposita valutazione di impatto acustico "post operam" redatta da un tecnico competente in acustica. Tale valutazione dovrà essere effettuata con misure dirette e/o stime previsionali eseguite a partire da misure in loco.*

I rilievi dovranno essere eseguiti in conformità al DM 16/03/98, sia ad 1 metro dalle principali sorgenti sonore, sia in corrispondenza dei 16 punti di misura già presi in esame in entrambi i periodi di riferimento, nelle condizioni maggiormente cautelative per gli ambienti abitativi (con la raffineria attiva e la centrale IGCC a metano in funzione). La relazione tecnica dovrà riportare il confronto con i limiti diurni e notturni di emissione ed immissione (assoluta e differenziale), previsti dalla normativa vigente. La relazione tecnica, in caso di superamento dei limiti previsti dalla normativa, dovrà contenere un opportuno piano di adeguamento finalizzato al rientro nei limiti intervenendo o direttamente sulle sorgenti o sulla via di propagazione del rumore. Tale relazione tecnica dovrà anche essere corredata di opportuna planimetria (1:500 o 1:1000) con indicati i punti di misura, gli spazi utilizzati da persone e comunità, la posizione degli ambienti abitativi, le distanze tra sorgenti e gli ambienti abitativi, le posizioni delle sorgenti e le principali infrastrutture dei trasporti, con le rispettive fasce di pertinenza e la classificazione acustica dell'area.

**Considerato
inoltre**

- che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio del presente parere istruttorio conclusivo e le condizioni e prescrizioni ivi contenute. La non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'autorità competente, un riesame del presente parere, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
- che restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni e i valori limiti di cui al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 e s.m.i. come integrate dal presente parere, nonché gli obblighi di cui al D.Lgs. 152/2006, come da ultimo modificato dal D.Lgs. 46/2014; con particolare richiamo a quelle



**Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.**

relative al camino E7;

- che restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni diverse dall'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- quanto previsto, in capo all'Autorità di Controllo (ISPRA), in materia di controllo del rispetto delle condizioni delle autorizzazioni integrate ambientali dall'art. 29-*decies* del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.;
- che, ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 3, lettera a) del D.Lgs. 152/2006, il Decreto di autorizzazione all'esercizio della Raffineria API di Falconara Marittima (AN) dovrà essere assoggettata a Riesame a seguito dell'emanazione delle BAT*Conclusions* di cui alla Decisione di esecuzione della Commissione europea 2014/738/UE del 09/10/2014;
- che la nota della Commissione prot. CIPPC-00-2015-001302 del 08/07/2015 recante elementi in merito ai procedimenti istruttori delle raffinerie specifica tra l'altro che: *“antecedentemente all'avvio dello specifico Riesame per l'applicazione delle BATConclusions alle raffinerie, a meno che nell'avvio del procedimento non sia fornita esplicita diversa indicazione, le istruttorie dei procedimenti in capo alle Raffinerie, per gli impianti e i relativi assetti esistenti, saranno condotti dalla CIPPC avendo come riferimento il contesto legislativo precedente alla pubblicazione delle BATConclusions (soltanto nell'ambito dei futuri procedimenti di riesame delle AIA, che saranno specificatamente avviati per tenere conto delle BATConclusions, saranno prese in esame le nuove BAT ed i relativi BAT-AELs contenuti nelle medesime BATConclusions)”*;

**il Gruppo Istruttore
ritiene,**

accoglibile la richiesta di modifiche al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 della Raffineria di Falconara Marittima (AN) e s.m.i. presentata dal Gestore; a condizione che, fermi restando i limiti di “bolla”, al camino E7, entro 12 mesi dalla ricezione del presente parere, siano installati idonei sistemi di abbattimento dei principali macro inquinanti, l'individuazione di tali sistemi dovrà essere preventivamente oggetto di specifico studio di fattibilità da presentare, per approvazione, all'Autorità Competente 3 mesi dopo la ricezione del presente parere.

Restano fermi gli obblighi del Gestore derivanti dal rispetto:

- del provvedimento DVA-DEC-2015-0000485 del 23/12/2015 di esclusione dalla procedura di valutazione di impatto ambientale;
- della DGR 1064 del 30/11/2015 con la quale sono state approvate le misure contingenti per la



Commissione Istruttoria IPPC
API Raffineria di Ancona S.p.A.

riduzione della concentrazione degli inquinanti nell'aria Ambiente nel territorio dei comuni della zona costiera e valliva, con particolare riferimento alle polveri ed agli NO_x;

- delle Norme di Attuazione del Piano dell'Assetto Idrogeologico della Regione Marche, con particolare riferimento all'art. 9.

Gli esiti delle verifiche di ottemperanza delle prescrizioni di cui al provvedimento U.prot. DVADEC-2015-0000485 del 23/12/2015, di esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, potranno essere motivo di riesame del presente parere.

Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni dei Decreti di autorizzazione all'esercizio del sito industriale di Falconara M.ma (Raffineria, ex-IGCC, CTE), nei diversi assetti produttivi, ovvero dei Decreti AIA prot. n. DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010, prot. n. DVA-DEC-2010-0000470 del 02/08/2010, e prot. n. DVA-DEC-2011-0000028 del 31/01/2011, nonché delle relative successive modifiche ed integrazioni.

In relazione a quanto sopra si ritiene inoltre che il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) allegato al DVA-DEC-2010-0000167 del 19/04/2010 della Raffineria di Falconara Marittima (AN), debba intendersi deve intendersi integrato e modificato conformemente al presente parere, e, ove del caso, il Piano di Monitoraggio e Controllo dovrà essere conseguentemente adeguato a cura dell'ISPRA.

Roma 29.03.2016



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE
Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali

REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 0008648/DVA del 31/03/2016

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_7) della
domanda di AIA presentata da API Raffineria di Ancona S.p.A. -
Raffineria di Falconara Marittima (AN) ID 940

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'impianto di cui all'oggetto, prot. CIPPC-306/2016 del 09/03/2016, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.



Il Responsabile dell'accordo di collaborazione
ISPRA/MATTM sull'attività IPPC
Dott. Claudio Zampobasso



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

RAFFINERIA API DI FALCONARA MARITTIMA

IMPIANTO	API RAFFINERIA
LOCALITÀ	FALCONARA MARITTIMA
DATA DI EMISSIONE	25/03/2016
NUMERO TOTALE DI PAGINE	108

Dr. Ing. Gaetano Battistella – Coordinatore
Dr. Ing. Federica Bonaiuti – Referente



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA DVA-DEC-2010-0000167 del 19 Aprile 2010.

In particolare, il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche apportate al PMC allegato al decreto sopra citato:

- 1 PMC di AIA
- 2 Aggiornamenti a seguito delle istruttorie di cui agli ID 500 e 542
- 3 Aggiornamento a seguito dell'istruttoria di cui all'ID 940.

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	Api Raffineria – Falconara Marittima - PMC5	03.02.2010	PMC originario di AIA
1	Api Raffineria – Falconara Marittima – PMC6	24.11.2014	Aggiornamenti a seguito dell'istruttoria di cui all'ID 500: pag. 25 - modifica della Tabella 8, pag. 68 - inserimento della Tabella 20bis, pag. 84 - modifica della Tabella 32.
			Aggiornamenti a seguito dell'istruttoria di cui all'ID 542: pag. 30 e seguenti – modifica delle Tabelle 12÷18.
2	Api Raffineria – Falconara Marittima – PMC7	24.03.2016	Aggiornamento a seguito dell'istruttoria di cui all'ID 940 - modifica della Tabella 8, pag. 25 (altezza, diametro e longitudine del Camino E7) Aggiornamento del Controllo dell'Impianto da parte dell'Ente di Controllo - Tabella 34 'Numero di interventi nel periodo di validità del Piano', a pag. 95

Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** sopra menzionate (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.).



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

PREMESSA.....	5
<i>MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI.....</i>	<i>5</i>
Metodi di misura delle acque di scarico	19
Campionamenti delle acque di scarico	24
<i>MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....</i>	<i>25</i>
EMISSIONI CONVOGLIATE	25
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	68
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi.....	71
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati	72
Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system).....	72
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria	73
Metodo valutazione emissioni fuggitive (LDAR)	74
Definizione di perdita	75
Definizione di emettitore cronico	75
Monitoraggio e tempi di intervento	75
<i>MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</i>	<i>76</i>
Impianto TAF	77
Controllo del suolo e sottosuolo	80
<i>MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....</i>	<i>80</i>
Metodo di misura del rumore	81
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI.....</i>	<i>82</i>
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI ENERGETICI.....</i>	<i>83</i>
<i>MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHEMICALS.....</i>	<i>83</i>
<i>CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE.....</i>	<i>84</i>
Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico	86
<i>Monitoraggio dei sistemi di Torcia</i>	<i>87</i>
Metodi di misura.....	88
Flussimetro	88
Campionamento del gas (automatico o manuale).....	88
Metodi di analisi	89
<i>Monitoraggio degli Odori.....</i>	<i>89</i>
Protocollo Odore “sniff-testing”	90
Condizioni generali.....	90
Punto di valutazione	90
Dati da valutare e registrare.....	91
CONTROLLO DELL’IMPIANTO DA PARTE DELL’ENTE DI CONTROLLO	95
REPORTING	96





ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

<i>EVENTI ECCEZIONALI</i>	96
<i>INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO</i>	96
<i>REPORT ANNUALE</i>	96
DEFINIZIONI	96
FORMULE DI CALCOLO	98
CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE	98
Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale	98
Emissioni per l'intero impianto: ARIA	99
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA	99
Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI	100
Controllo della falda	100
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE	100
Programma LDAR	100
Programma per il contenimento degli odori	100
Consumi specifici per tonnellata di petrolio	100
Torce	100
Serbatoi	100
Unità recupero zolfo	101
Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali	101
Appendice A	102
<i>Metodo di stima VOC</i>	102
Premessa	102
Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori	102
Perdite dai serbatoi	103
Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi	104
Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce	106
Appendice B	107
Determinazione rendimento di desolforazione	107
Appendice C	108
Determinazione efficienza di rimozione dei VOC	108



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è parte fondamentale ed integrante della autorizzazione integrata ambientale, pertanto il gestore dovrà attuarlo rispettando la frequenza, la tipologia e le modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche ed integrazioni).

Infine, per i monitoraggi delle immissioni in aria ed in acqua di mare realizzate delle postazioni di rilevamento esterne al sito di raffineria la sorveglianza degli inquinanti dovrà essere concordata con la Regione Marche e l'Arpa Marche.

Per i parametri conoscitivi relativi all'impianto TAF (trattamento acqua di falda) il reporting dovrà essere trasmesso all'Arpa Marche.

MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI

Per lo scarico di processo SPI (come da tabella 1) recapitante nel corpo idrico Foce del Fiume Esino, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nell'Autorizzazione Integrata Ambientale. A tal fine devono essere realizzati prelievi di controllo ai pozzetti fiscali rispettivamente allo scarico dell'impianto TAS (SF-Raff1), allo scarico dell'impianto "Demi" (SF-Raff2) e sullo scarico, dopo attivazione e comunicazione delle coordinate, delle acque di sovrapproduzione dell'impianto TAF (SF-Raff4)

Tabella 1- Identificazione scarico

Scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
SF-Raff1	Mare Adriatico	492220	4916449
SF-Raff2	Foce del Fiume Esino	492211	4916436
SF-Raff4	Foce del Fiume Esino	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore

Per gli scarichi relativi agli impianti TAS e "Demi" viene fissata una frequenza degli autocontrolli giornaliera sui parametri indicati nelle tabelle 3 e 4. Per lo scarico SF-Raff4 relativo all'impianto TAF, una volta attivato e nelle sole condizioni specificate nell'autorizzazione integrata ambientale, viene fissata una frequenza degli autocontrolli pari alla frequenza di attivazione dello scarico stesso, nella sola condizione di sovrapproduzione di acqua non stoccabile, sui parametri indicati in tabella 4. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Inoltre, come indicato nell'autorizzazione integrata ambientale sono prescritti, con frequenza mensile, gli autocontrolli sui quattro "fossi" che attraversano la Raffineria Api di Falconara Marittima sui parametri indicati nella tabella 5. I punti di prelievo sui "fossi", indicati in tabella 2, in ingresso-uscita dalla raffineria devono essere comunicati con relativa georeferenziazione prima dell'avvio dei campionamenti.

Tabella 2 Punti di prelievo sui "fossi"



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Denominazione Fosso	Punti di prelievo Latitudine (ingresso ed uscita dalla raffineria)	Punti di prelievo Longitudine (ingresso ed uscita dalla raffineria)
Fosso Rigatta	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
Fosso Castellaraccia	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
Fosso Caserme	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore
Fosso Scolatore	Da comunicare da parte del gestore	Da comunicare da parte del gestore

Tabella 3 Parametri da misurare scarico impianto TAS

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Unità trattamento acque reflue da impianto TAS					
Pozzetto fiscale SF-Raffl					
		pH	5,5 ÷ 9,5 u.s.	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Istantaneo
		Nitriti (espressi come azoto)	0,6 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Campione medio ponderale su 3 ore
		Nitrati (espressi come azoto)	10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Ammoniaca (come NH ₄)	10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	
	BOD ₅ (espressi come O ₂)	20 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
	COD (espressi come O ₂)	125 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Ferro	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Cromo totale	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Crome VI	0,2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Alluminio	1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Rame	0,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Arsenico	0,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Piombo	0,2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Nichel	0,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Cadmio	0,02 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Mercurio	0,005 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Manganese	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Selenio	0,03 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Vanadio	4 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Solidi sospesi totali	50 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	
	Tensioattivi totali	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Istantaneo
	Solfiti (come SO ₂)	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Campione medio ponderale su 3 ore
	Solfuri	0,6 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	





ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Cloruri	1200 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Cianuri	0,1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Solfati (come SO ₃)	1000 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	AOX (come Cl ₂)	0,1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)		
	Idrocarburi totali	1,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Istantaneo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

BTEX	0,1 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Istantaneo
Benzene	0,05 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)	Istantaneo
Benzo[a]pirene	0,01 mg/l (media mensile dei valori giornalieri)	Campione medio ponderale su 3 ore
MTBE	0,04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)	Istantaneo
ETBE	0,04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri,)	Istantaneo
Fenoli Totali	0,4 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Campione medio ponderale su 3 ore
Fosforo totale (espresso come P)	2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Campione medio ponderale su 3 ore



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Saggio di tossicità acuta	Valutazione dell'accettabilità di un effluente	Verifica trimestrale	Istantaneo
--	---------------------------	--	----------------------	------------

Tabella 4 Monitoraggio dello scarico SF-Raff2 impianto "Demi"

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Unità trattamento acque denominato impianto "Demi"					
Pozzetto fiscale SF-Raff2					
		Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	
		pH	Nessun limite	Misura mensile	Campionamento istantaneo
		Conducibilità elettrica	Nessun limite Si veda quanto riportato in AIA	giornaliera	
		Metalli(Mn, Ni,Pb,Cu,Zn, As)	Nessun limite Si veda quanto riportato in AIA	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
		Azoto ammoniacale			
		Azoto nitrico			
		Azoto nitroso			
		Azoto Totale come N			
		BOD5			
		BTEX (speciati)			
		Cianuri			
		TOC			
		Cloruri			
		Fenoli			
		Fosforo totale			



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	COD (espressi come O ₂)	Si veda quanto riportato in AIA 125 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
	Solidi sospesi totali	Si veda quanto riportato in AIA 50 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		
	Tensioattivi totali	Si veda quanto riportato in AIA 2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)		Istantaneo



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Fosforo totale (espresso come P)	Si veda quanto riportato in AIA 2 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	Campione medio ponderale su 3 ore
	Nitrati (espressi come azoto)	Si veda quanto riportato in AIA 10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	
	Ammoniaca (come NH ₄)	Si veda quanto riportato in AIA 10 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Azoto Totale	Si veda quanto riportato in AIA 25 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	
	MTBE	Si veda quanto riportato in AIA 0,04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri)	Istantaneo
	ETBE	Si veda quanto riportato in AIA 0.04 mg/l (media mensile dei valori giornalieri)	
	Idrocarburi totali	Si veda quanto riportato in AIA 1,5 mg/l (media mensile dei valori giornalieri, nessun valore giornaliero deve essere superiore al limite in Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali)	

Per le acque di sovrapproduzione dell'impianto TAF, in contemporanea fermata dell'impianto IGCC, sono previste le seguenti analisi, come da tabella 5.

Tabella 5 Monitoraggio dello scarico SF-Raff4 da impianto "TAF"

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di trattamento acque di falda impianto TAF					
Pozzetto fiscale SF-Raff4					



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	COD (espressi come O ₂)	125 mg/l (valore da non superare mai)	Verifica ad attivazione dello scarico [∇] con campionamento manuale/strumentale e ed analisi di laboratorio	Istantaneo
	Solidi sospesi totali	50 mg/l (valore da non superare mai)		
	Tensioattivi totali	2 mg/l (valore da non superare mai)		
	Fosforo totale (espresso come P)	2 mg/l (valore da non superare mai)		
	Nitrati (espressi come azoto)	10 mg/l (valore da non superare mai)		
	Ammoniaca (come NH ₄)	10 mg/l (valore da non superare mai)		
	Azoto Totale	25 mg/l (valore da non superare mai)		
	MTBE	0,04 mg/l (valore da non superare mai)		
	ETBE	0,04 mg/l (valore da non superare mai)		
	Idrocarburi totali	1,5 mg/l (valore da non superare mai)		
	Flusso in uscita	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	

Tabella 6 Monitoraggio dei quattro "fossi" che attraversano l'area occupata dagli impianti Api Raffineria

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Tipo di campione
Raffineria Api di Falconara Marittima monitoraggio dei "fossi"[↓] indicati in tabella 2					
Emissione diffusa che può convogliare acque nei quattro "fossi" che attraversano l'area di stabilimento					
		Conducibilità elettrica a 20°C	Parametro conoscitivo	Verifica mensile con campionamento manuale	Istantaneo
		Idrocarburi totali			
		COD (espressi come O ₂)			

[∇] L'attivazione dello scarico è subordinata alla notifica preventiva all'Autorità di Controllo.

[↓] Il gestore comunicherà, con relativa georeferenziazione, i punti in cui eseguirà il campionamento delle acque. Inoltre si puntualizza che i punti di prelievo, come da prescrizione in autorizzazione, debbono essere due per "fosso" sia in ingresso alla raffineria che in uscita.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Ammoniaca (espressi come NH ₄)			
	Nitrati (espressi come azoto)			
	MTBE			
	ETBE			

Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella 7 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il gestore può proporre all'autorità di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall' Ente di controllo sia intervenuta un' inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza all'autorità di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica .

Tabella 7 metodi di misura degli inquinanti negli scarichi

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT - IRSA 5120 B1	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a reflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 B1	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT-IRSA 3150 C; US EPA Method 7196	Il metodo si basa sullo sviluppo del colore conseguente alla reazione tra cromo (VI) e difenilcarbazide. Il meccanismo di tale reazione ancora non completamente noto sembra consistere in una riduzione del cromo (VI) a cromo (III) e in una contemporanea ossidazione della difenilcarbazide a difenilcarbazono con conseguente formazione di un composto



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		colorato in rosso-violetto. Il cromo (VI) viene determinato eseguendo le misure di assorbanza alla lunghezza d'onda di 540 nm.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Alluminio	US EPA Method 202.2; Metodo APAT-IRSA 3050B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Manganese	US EPA Method 243.2; Metodo APAT-IRSA 3190 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Piombo	US EPA Method 239.2; Metodo APAT-IRSA 3230 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Vanadio	US EPA Method 286.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Solfati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei solfati ed altri anioni
Tensioattivi totali	Tensioattivi non ionici Metodo UNI 1511/1; Tensioattivi anionici Metodo APAT-IRSA 5150	Calcolo da tensioattivi anionici + tensioattivi non ionici
Ammoniaca	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	IRSA 4030 C	colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
Azoto totale	Metodo APAT-IRSA 4060; UNI-EN ISO 11905-1:1998	Il metodo si basa su una preliminare trasformazione di tutti i composti dell'azoto e del fosforo totale, organici ed inorganici, a nitrato ed ortofosfato, rispettivamente, mediante ossidazione con una miscela di perossidisolfato, acido bórico e idrossido di sodio. Poiché per l'ossidazione di composti azotati è necessaria una miscela ossidante alcalina, mentre l'ossidazione dei composti del fosforo deve essere condotta in ambiente acido, la miscela impiegata nel metodo assicura condizioni ottimali di pH (9,7 all'inizio e 5-6 alla fine della reazione) per la trasformazione simultanea dei composti in questione. Dopo l'ossidazione, il contenuto di nitrato nel campione viene determinato misurando l'assorbanza alla lunghezza d'onda di 220 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Solfiti	US EPA Method 377.1, Standard Method (S.M.) No. 4500-SO ₃ B e Metodo APAT-IRSA 4150 A	Il metodo è basato sull'ossidazione, previa acidificazione, del solfito presente nel campione in esame mediante una soluzione a concentrazione nota di iodato e ioduro di potassio e successiva titolazione dello iodio in eccesso con tiosolfato. Il punto finale della titolazione viene rilevato utilizzando salda d'amido come indicatore oppure con un metodo elettrometrico.
Solfuri	US EPA Method 376.1, Standard	Il metodo prevede l'ossidazione dello ione



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Method (S.M.) No. 4500-SF e Metodo APAT-IRSA 4160 A	solfuro mediante una soluzione di iodio in presenza di acido cloridrico concentrato. L'eccesso di iodio viene titolato con una soluzione di tiosolfato di sodio. Interferiscono sostanze riducenti che reagiscono con lo iodio come tiosolfati, solfiti e composti organici. L'interferenza può essere rimossa trattando il campione con una soluzione di acetato di zinco (1,5 ml/l di campione) e una soluzione di idrossido di sodio 6 M (1 ml/l di campione) a pH>9. Si ottiene la precipitazione dei solfuri come ZnS, si filtra il precipitato su filtro in fibra di vetro, si recupera il precipitato con acqua e si porta al volume originario del campione.
Cloruri	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri ed altri anioni.
Cianuri totali	APAT-IRSA 4070; US EPA Method OIA 1677. Dall'analisi della letteratura scientifica si è riscontrato che il metodo APAT-IRSA proposto presenta diverse interferenze. Dal 7 giugno del 1998 EPA ha sviluppato un metodo alternativo US EPA Method OIA 1677 basato su scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica, che nel caso di matrici complicate, in cui sono presenti complessi del cianuro con metalli, dà risultati migliori in termini di precisione ed accuratezza.	Metodo spettrofotometrico, che prevede la reazione fra il cianuro e la clorammina T a pH inferiore a 8, la successiva reazione del cloruro di cianogeno così ottenuto con piridina dando luogo alla formazione dell'aldeide glutaconica, che con il reattivo pirazolone-piridina forma una sostanza colorata in azzurro che presenta un massimo di assorbimento a 620 nm. <u>Si consiglia l'uso del metodo US EPA OIA 1677</u>
AOX	DIN 38409-H14; ISO 9562:2004	Il metodo determina (usualmente per concentrazione dell'ordine dei 10 microgrammi per litro di acqua) i composti organici del cloro, bromo, e iodio (espressi come cloro) adsorbiti su carbone attivo per analisi diretta. Il cloro inorganico deve essere inferiore ad 1 g/l (o deve essere diluita la soluzione da analizzare).
BTEX	APAT-IRSA 5140; US EPA Method 8021B	Il metodo prevede la determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia con rilevatore FID accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Benzene	APAT-IRSA 5140; US EPA Method 8021B	Il metodo prevede la determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia con rilevatore FID accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
Fenoli	APAT-IRSA 5070 A2; US EPA Method 420.1	Poichè i composti fenolici in acqua possono essere facilmente ossidati, occorre procedere rapidamente all'analisi del campione. I fenoli (fenolo, cresoli, xilenoli e relativi omologhi e derivati separabili mediante distillazione in ambiente acido) vengono determinati mediante un metodo spettrofotometrico basato sulla formazione nella soluzione acquosa, a $\text{pH}=10\pm 0,2$, di un composto colorato in giallo per reazione con la 4-amminoantipirina in presenza di esacianoferrato (III). L'assorbanza del composto viene misurata alla lunghezza d'onda di 510 nm.
MTBE	US EPA Method 524.2	Il metodo è utilizzato, normalmente, per la determinazione dei composti volatili strippabili ("Purge & trap"). Quindi, si può adattare alla determinazione di MTBE ed ETBE. La determinazione è realizzata con gascromatografia con rilevatore spettrometria di massa. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl $\text{pH}<2$.
ETBE	US EPA Method 524.2	Il metodo è utilizzato, normalmente, per la determinazione dei composti volatili strippabili ("Purge & trap"). Quindi, si può adattare alla determinazione di MTBE ed ETBE. La determinazione è realizzata con gascromatografia con rilevatore spettrometria di massa. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl $\text{pH}<2$.
Benzo[a]pirene	APAT-IRSA 5080; US EPA Method 610 e US EPA Method 625	Il campionamento deve essere effettuato in bottiglie di vetro della capacità 1-2 litri. Le bottiglie e i tappi (con sottotappi in teflon) devono essere risciacquati con acetone e seccati prima dell'uso. I campioni vanno conservati al buio ed in frigorifero a 4°C (è consigliabile effettuare le operazioni di estrazione il più presto possibile e comunque non oltre 48 ore). Il metodo analitico prevede la determinazione quantitativa di alcuni tra i principali IPA in campioni di acque mediante estrazione liquido-



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.
Nitriti	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.
Nitrati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Conducibilità elettrica	APAT-IRSA 2030	La determinazione della conducibilità elettrica specifica viene effettuata misurando la resistenza elettrica specifica di un campione acquoso mediante un ponte di Kohlrausch. La temperatura a cui si esegue la misura della conducibilità deve essere specificata ed eventualmente riportata alla temperatura prescritta.
Saggio di tossicità acuta con <i>Daphnia magna</i> e/o <i>Daphnia pulex</i>	APAT-IRSA 8020 metodo B (<i>valutazione dell'accettabilità di un effluente</i>); si consiglia altresì di prendere visione del metodo US EPA Test Method 2021.0, "Daphnia pulex and D. magna Acute Toxicity Tests with Effluents and Receiving Waters" in cui sono elencati e descritti in dettaglio tutti i passaggi principali dell'applicazione della metodologia di esecuzione del saggio di tossicità acuta.	Il giudizio di accettabilità del campione in esame viene dato quando al termine delle 24 ore la somma degli organismi immobili dei tre recipienti contenenti il campione in esame, risulta inferiore al 50%; se è pari o superiore al 50% il campione viene giudicato inaccettabile.

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a quadrimestrale

Campionamenti delle acque di scarico

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando, in particolare, che le apparecchiature di campionamento siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura ecc) e il nominativo dal tecnico che ha effettuato il campionamento.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

EMISSIONI CONVOGLIATE

I punti di emissione per cui sono fissati limiti di emissione sono riportati nella seguente tabella 8

Tabella 8 Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità MW _{term.}	Latitudine	Longitudine	Altezza m	Diametro m
E-1	Distillazione atm. Forni riscaldamento carica F-1001 e F-1101	70	4832950.853	2389376.479	60	1,20
E-9	Distillazione vacuum 1 Forno riscaldamento carica F-1901	12	4832919.919	2389396.314	50	0,66
E-13	Distillazione vacuum 3 Forno riscaldamento carica F-1401	38	4833145.726	2389238.710	59,5	1,22
E-2	Unità di visbreaking Forno riscaldamento carica F-1801	39	4833032.184	2389191.644	52,6	1,37
E-3	Unità di Thermal Cracking Forni riscaldamento carica F-1851 e F-1852	70	4833030.764	2389266.432	58	0,89
E-17	Post Combustore 1 Forno F-3751	N.A.	4833208	2389368	40	0,60
E-5	Unità UNIFINING Forni riscaldamento carica F-2501 e F-2502	15	4833186.301	2389092.735	60	0,80
E-6	Unità Platforming Forni riscaldamento carica F-2601, F-2602 e F-2603	33	4833092.414	2389122.589	56,5	0,80
	Unità Idrogeno 1 Forno carica F-3601	52 ¹				
E-7	Unità HDS1 Forno riscaldamento carica F-3101 Forno riscaldamento carica F-3201	12,7 + 5,97	4833060	2389150	46,2	1,45
E-14	Unità HDS3 Forno riscaldamento carica F-3301	25	4833194.853	2389159.611	54	1,00
	Unità Idrogeno 2 Forno carica F-3651	52 ⁴				
E-10	Unità di produzione Hot Oil Forno riscaldamento carica F-6101	7	4832928	2389402	12,8	0,63
ERV01	Unità recupero vapori benzine	N.A.	4833128	2388764	7,5	0,15
ERV02	Unità di recupero vapori bitume	N.A.	4832777	2389632	12	0,15
CA5071	Generatore di vapore	14	Non fornito	Non fornito	25	0,92

Sono considerati, dal Gestore come poco significative le emissioni convogliate dai camini di: cappa d'aspirazione del laboratorio chimico; caldaia della mensa; camini degli impianti di riscaldamento

¹ La potenza termica si riferisce ai 2 forni idrogeno 1 e 2



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

(2 punti) ; pompe antincendio; compressori; muffole di preriscaldamento impianto recupero zolfo (le muffole sono, comunque, convogliate al camino E-17) e torcia (si sottolinea che nell'ambito del presente PMC la torcia sarà sottoposta a procedura specifica di monitoraggio)

Tabella 9 – Riepilogo delle 26.532 sorgenti, catalogate, di emissioni fuggitive-Programma LDAR

UNITA	CMP	END	FLG	PMP	PSV	VLV	Totale
CARBON EXTRACT. U8000			303	7	8	147	465
CARICO BITUME U7200			300	4		115	419
COMPRES. Gas U3500	1		372	6	12	116	507
DEISOES. U3400		4	131	9		48	192
DEP. NAZIONALE	1		774	10		167	952
DISTRIB. HOT OIL			152	2		60	214
DS3 B U3350	1	4	1.198	11	5	420	1.639
DS1 U3100	4	3	577	12	1	221	818
DS2 U3200		1	518	13		237	769
DS3 U3300		10	1.036	19	11	412	1.488
GASSIFIC. U8000			102	6	2	55	165
IDROGENO 1 U3600		137	706		9	327	1.179
IDROGENO 2 U3650	1	152	1.239	1	15	433	1.841
ISOMER. U2800		1	388	9	1	201	600
UNIFINING U2500	2	69	936	15	1	412	1.435
NAPHTA SPLITTER U 2100			195	4		66	265
PENSILINE GPL			47			18	65
PLATFORMING U2600	1	7	680	19		272	979
RECONTACTING U2550			18	1		9	28
RECUP. ZOLFO U3850			142	4	1	50	197
RERUN ESANO U2200			158	4		53	215
RIG. DEA U3700			67	1		29	97
SIF			846	20	37	151	1.054
SPLITTER C3/C4 U2700			152	2		65	219
SRU U3750			122			57	179
THERMAL CRACKING U1850			707	7		260	974
TOPPING 1 U1000		76	1.682	34	11	691	2.494
VACUUM 1 U1900			1.397	18	8	490	1.913
VACUUM 3 U1400		6	1.079	23		403	1.511
VISBREAKING U1800			1.448	23	6	510	1.987
SALA POMPE GPL			370	8		142	520
SALA POMPE TER. TERRA			314	20		83	417
SALA POMPE C			157	12		60	229
SALA POMPE A			111	8		27	146
SALA POMPE A1			156	6		61	223
SALA POMPE IGCC			122	6		29	157
Totale complessivo	11	470	18.702	344	128	6.897	26.552

Legenda: CMP: compressori; END: fine linea, FLG: flange; PMP: pompe; PSV: valvole di sicurezza; VLV: valvole



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 10 - Serbatoi a tetto fisso presenti nel sito Api

TK	Diametro	V di carico del TK	Colore TK	Colore tetto	Stato generale esterno (buono/mediocre)	Stato generale interno (pessimo/disfittabile)	Condizione del tetto (buono/mediocre)	Caratteristiche tetto	Tipo di TK (saldato/riavvit)	Tipo di sistema primario	Sistema secondario (silno)	Contenuto del TK
TK	m2	m3										
12	7,9	670	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	double deck	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
14	7,9	669	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	double deck	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
23	8	660	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
24	8	661	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	double deck	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
27	24	12384	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	si	MTBE
29	24	6748	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	si	virgin naphtha/benzina semilav
40	39,3	13588	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	si	Gasolio
41	39,3	14093	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	pontoon	saldato	meccanico	si	Gasolio
47	20,4	3708	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	buono	pontoon	saldato	meccanico	si	carica platforming
49	54,9	4700	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	mediocre	pontoon	saldato	meccanico	no	carica bitume
49	54,9	12954	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	si	virgin naphtha
50	39,3	12640	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb (TK polimeri)
51	39,3	13453	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
52	39,3	12448	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
53	42,7	13289	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	si	benzina senza Pb
54	67,1	4537	grigio topo	grigio topo	mediocre	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	residuo primario
55	85,3	15919	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	Griggio
56	85,3	5159	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	Griggio
59	85,3	3768	azzurino	azzurino	discreto	buono	discreto	double deck	saldato	meccanico	no	Griggio
60	54,9	10360	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	si	Benzina senza Pb
61	96	4952	azzurino	azzurino	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	si	Griggio
62	96	1828	azzurino	azzurino	buono	ottimo	buono	double deck	saldato	meccanico	si	Griggio
128	12,2	711	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	residui (slops)
140	14,6	1495	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	si	Benzina senza Pb
141	18,3	1884	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	discreto	double deck	saldato	meccanico	si	MTBE
142	18,3	2234	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	buono	double deck	saldato	meccanico	si	Benzina senza Pb
143	18,3	1498	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	si	Benzina senza Pb
213	20	4843	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	si	gasolio carica HDS
214	20	4373	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	si	gasolio carica HDS
215	17	3470	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio ATZ
216	17	3556	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio agricolo
217	17	2558	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio agricolo
218	17	3510	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio agricolo
219	17	3486	grigio topo	grigio topo	buono	buono	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio ATZ
220	17	1508	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	discreto	pontoon	saldato	meccanico	no	gasolio ATZ
334	41,2	26702	grigio topo	grigio topo	buono	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	si	gasolio
336	26	5474	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	buono	double deck	saldato	meccanico	no	carica Thermal Cracking

Dettaglio Floating Roof Tanks; dati 2005



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 11 - Serbatoi a tetto flottante presenti nel sito Api

TK	Capacità	Diametro	Profondità	H max del liquido	H media del liquido	Volume max di carico	Riscaldato (sì/no)	Colore TK	Colore tetto	Stato generale esterno (buono/mediocre)	Condizione del tetto	Tipo di tetto (conico/cappella)	H Tetto	Contenuto del TK
TK	m3	mt	mt	mt	mt	m3							mt	
16	1202	9,5	17	16,35	10	158	sì	grigio topo	grigio topo	suff	mediocre	conico	0,59	gasolio
17	1202	9,5	17	16,35	10	158	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	0,59	gasolio
18	1202	9,5	17	16,35	10	158	sì	grigio topo	grigio topo	suff	mediocre	conico	0,59	gasolio
19	1202	9,5	17	16,35	10	158	sì	grigio topo	grigio topo	suff	suff	conico	0,59	gasolio
20	1202	9,5	17	16,35	10	158	sì	grigio topo	grigio topo	suff	suff	conico	0,59	gasolio
21	1202	9,5	17	16,35	10	158	no	grigio topo	grigio topo	suff	suff	conico	0,59	gasolio
38	9876	24	21,80	18,5	12,24	8365	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,49	carica IGCC
39	9876	24	21,80	18,5	12,55	8365	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,49	carica IGCC
42	4354	20	13,87	12,54	1,04	3538	no	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,24	gasolio leggero per carica HDS
43	4354	20	13,87	12,59	3,85	3553	no	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,24	gasolio pesante per carica HPTC
116	1230	11,62	11,6	10,73	1,78	107	s	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,72	olio combustibile BTZ
118	1230	11,62	11,6	10,73	8,12	107	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,72	olio combustibile ATZ
136	1021	11,4	10	9,4	5,51	959	sì	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,71	bitume
137	1021	11,4	10	9,4	1,25	959	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,71	bitume
144	462	7	12	10,83	7,04	417	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	0,43	bitume
145	1225	11,4	12	11,4	7,69	163	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	0,71	bitume
146	5598	18	22	20,95	10,29	5328	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,12	carica bitume
147	5598	18	22	21,55	15,08	5481	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,12	olio combustibile BTZ
148	5598	18	22	21,24	18,53	5402	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,12	gasolio pro IGCC
149	5598	18	22	21,18	6,37	5387	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,12	gasolio ril. ex alma
166	8131	21,5	22,5	21,7	11,83	7874	sì	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	1,33	bitume
167	8131	21,5	22,5	21,71	7,14	7878	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,33	bitume
171	10179	24	22,5	21,86	15,77	9584	sì	grigio topo	grigio topo	buono	buono	conico	1,49	bitume
172	10179	24	22,5	21,78	15,48	9548	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	1,49	bitume
173	10179	24	22,5	21,98	18,6	9538	sì	grigio topo	grigio topo	mediocre	discreto	conico	1,49	carica IGCC
174	10179	24	22,5	21,88	20,38	9593	sì	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	1,49	carica IGCC
177	3396	15,5	18	17,44	1,26	3289	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	0,96	carica OS: distillati medi
178	3396	15,5	18	17,4	0,19	3282	sì	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,96	gasolio ATZ
203	10179	24	22,5	21,72	10,07	9821	sì	grigio topo	grigio topo	mediocre	discreto	conico	1,49	carica bitume
204	10179	24	22,5	21,86	5,71	9584	no	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,49	gasolio
205	10179	24	22,5	21,71	11,48	9816	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,49	olio combustibile BTZ
207	10179	24	22,5	21,64	19,34	9785	sì	grigio topo	grigio topo	mediocre	buono	conico	1,49	carica bitume
208	10179	24	22,5	21,71	1,92	9816	no	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	1,49	gasolio
251	1995	11,27	20	19,34	11,86	1528	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	0,70	bitume
252	1995	11,27	20	19,37	2,81	1531	sì	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,70	bitume
253	1988	11,27	20	19,18	13,21	1512	sì	grigio topo	grigio topo	non ispez.	non ispez.	conico	0,70	bitume
322	9981	24,6	21	20,32	11,37	9653	no	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	1,53	gasolio
325	9981	24,6	21	20,46	11,49	9720	no	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	1,53	gasolio
326	40715	48	22,5	21,85	15,69	39519	sì	grigio topo	grigio topo	discreto	discreto	conico	2,98	olio combustibile ATZ
327	40715	48	22,5	21,66	7,79	3975	no	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	2,98	gasolio
328	30030	42,7	21	20,23	8,5	28355	no	grigio topo	grigio topo	discreto	buono	conico	2,65	carica OS: distillati medi
402	788	8	16	14,05	1,62	716	sì	grigio topo	grigio topo	buono	discreto	conico	0,50	gasolio ATZ pro IGCC

Dettaglio Vertical Fixed Roof Tanks - Dati 2005:



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Su ognuno dei punti riportati in tabella 8 devono essere presenti due prese campione ad angolo di 90 gradi (per ciascuno dei camini principali indicati nella stessa tabella), del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere presenti una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

La piattaforma deve avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché una presa telefonica per contattare la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa.

I punti di prelievo sui camini devono essere dotati di dispositivi per il trasporto dell'attrezzatura di misura, con portata fino a 300 kg ed adatti a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 e 20

Nelle tabelle 9, 10 e 11 sono riportate le sorgenti note e dichiarate dal gestore di emissioni fuggitive che saranno sottoposte al programma di LDAR o a verifica funzionale delle tenute e dei fondi sui serbatoi. La frequenza degli autocontrolli è specificata sia nella successiva tabella 24 per le emissioni fuggitive dai dispositivi di movimentazione fluidi (programma LDAR) sia nelle tabelle di verifica procedurizzata delle tenute e dei fondi dei serbatoi di stoccaggio del greggio e dei prodotti ed intermedi idrocarburici (tabella 32).

Il gestore può proporre entro 120 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo, motivando, una tempistica di applicazione del programma LDAR diversa, purchè garantisca che la stessa sia in grado di limitare le emissioni di VOC (con particolare riguardo per le sostanze riconosciute cancerogene), dai componenti con maggiore probabilità di rilascio, con un'efficacia pari o superiore a quanto l'Ente di controllo ha proposto.

Tabella 12 Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera ai camini E-1, E-9 e E-13

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità distillazione greggio ed intermedi					
Forni di distillazione atmosferica recapitante nel camino E-1					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.205	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S	5 mg/N ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-1 Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-1
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espresso come NO ₂)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-1
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-1	Registrazione su file dei risultati
Forni di distillazione vacuum 1 e 3 recapitanti nei camini E-9 ed E-13				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione e dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) ai, E-9 e E-13. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ dai dati di concentrazione di H ₂ S ai E-9 e E-13 per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di CO con SMC ai E-9 e E-13
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) espressi come NO ₂ il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di NO _x con SMC ai E-9 e E-13. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	Parametro conosciuto	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio ai E-9 e E-13	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 1000, 1900 e 1400			
VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle tre unità. Unità 1000 sorgenti 2494; unità 1400 sorgenti 1511; unità 1900 sorgenti 1913	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 13 - Camino E-5

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di Unifining e compressione gas					
Forni recapitanti nel camino E-5					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.2015	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-5. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-5
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-5
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-5	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 2500 e 3500				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 2500 sorgenti 1435; Unità 3500 sorgenti 507	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 14 Camino E-17

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di trattamento e recupero dello zolfo					
Forni e sfiati recapitanti nel camino E-17					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Utilizzo di Olio Combustibile Denso		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.2015	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo	Temperatura nel forno di post-combustione	Misura continua	Registrazione su file del valore medio orario
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas acido in ingresso al Claus	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,5%	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione al Claus
	H ₂ S al camino E-17	5 mg/Nm ³ (media mobile dei valori orari calcolata nelle 24 ore). Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 99,5%	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E-17
	NH ₃ al camino E-17	Parametro conoscitivo	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-17. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di H ₂ S con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-17. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-17



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-17
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	IPA	0,1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Ni (resp + insolubile)	0,5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Cr, Cu e V	5 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Zn, Pb, Hg, As, Cd e Se	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	1 mg/ Nm ³	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio al E-17	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 3700, 3750 e 3850				
	VOC, Sostanze organiche e H ₂ S	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 3850 sorgenti 197; unità 3750 sorgenti 179; unità 3700 sorgenti 97.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tabella 15 Camini E-2 ed E-3

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di cracking					
Forni di visbreaking recapitanti nel camino E-2					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.2015	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-2. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-2



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-2
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Forni di thermal cracking e HPTC recapitanti nel camino E-3				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione ai forni alimentati con GdR.
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-3. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strume ntale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strume ntale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di CO con SMC al E-3



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) espressi come NO ₂ il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E-3. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di PTS con SMC al E-3

Perdite dalle connessioni dalle Unità 1800 e 1850



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 1800 sorgenti 1987; unità 1850 sorgenti 974.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.
--	----------------------------	--	---	---

Tabella 16 Camini E-7 ed E-14

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di desolfurazione gasoli					
Forni del HDS1 recapitanti nel camino E-7					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.2015	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-7. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ dai dati di concentrazione di H ₂ S al E-7 per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di H ₂ S con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E-7
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo.
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-7



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di NO _x con SMC al E-7
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale

Forni di HDS3 e idrogeno 2 recapitanti nel camino E-14				
	Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
	Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
	Parametro operativo (dopo installazioni e dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
	H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-3. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ dai dati di concentrazione di H ₂ S al E-14 per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico	Misurazione di CO con SMC al E-14



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) espressi come NO ₂ il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di NO _x con SMC al E-14. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ³ .
	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria)	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
Perdite dalle connessioni dalle Unità 1100, 3300, 3350 e 3650				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle due unità. Unità 1100 sorgenti 818; unità 3300 sorgenti 1488; unità 3350 sorgenti 1639; unità 3650 sorgenti 1841;	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 17 Camino E-6

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di platforming, idrogeno 1, splitter benzine e splitter C3/C4					
Forni del platforming e di idrogeno 1 recapitanti nel camino E-6					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.2015	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati
		SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-6. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
			Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ al E-6 dai dati di concentrazione di H ₂ S per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del H ₂ S al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

		<p>Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA.</p> <p>il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.</p>	<p>Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.</p>	<p>Misurazione di CO con SMC al E-6</p>
	NO _x	<p>250 mg/Nm³ (bolla di raffineria espressi come NO₂)</p> <p>il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.</p>	<p>Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi</p>	<p>Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO_x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di:</p> <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
		<p>Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA</p>	<p>Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.</p>	<p>Misurazione di NO_x con SMC al E-6</p>



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
	Diossine/Furani ²	Parametro conoscitivo	Una verifica nel corso di validità del presente piano o ad ogni sostituzione del catalizzatore con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
	Benzene ⁷	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati

² **La misura dei parametri** diossine, acido cloridrico e benzene al camino E-6 deriva dalla necessità di conoscere l'influenza della fase di rigenerazione del catalizzatore del Platforming sulle emissioni. Tale operazione consiste in: depressurizzazione dell'unità; flussaggio con gas; combustione del coke depositato sul catalizzatore; e riattivazione del catalizzatore. Ognuna delle fasi ha una probabile incidenza sull'emissione si ammette, quindi, che la realizzazione dei campionamenti debba essere: 1) fase di depressurizzazione e flussaggio campionamento del Benzene; 2) fase di coke burn-off e riattivazione campionamento HCl e diossine. In particolare, il campionamento dell'acido cloridrico deve essere fatto non prima della prima ora o dopo la sesta ora del ciclo di rigenerazione (i tempi sono tipici di un ciclo di riattivazione semi-rigenerativo)



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	HCl /	Parametro conoscitivo	Verifica semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
Perdite dalle connessioni dalle Unità 2100, 2600, 2700 e 3600				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle quattro unità. Unità 2100 sorgenti 265; unità 2600 sorgenti 979; unità 2700 sorgenti 219; unità 3600 sorgenti 1179.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 18 - Camino E-10

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di Hot Oil					
Forno del sistema hot oil recapitanti nel camino E-10					
		Parametro operativo	Utilizzo gas naturale e/o gas di raffineria		Annotazione su file delle quantità di combustibili impiegate
		Parametro operativo	Portata dei fumi ai camini	Calcolo continuo ai camini dai dati di combustibili alimentati	Registrazione su file dei risultati
		Parametro operativo (dopo installazione dei misuratori di portata)	Portata dei fumi ai camini . Installazione della strumentazione entro il 30.06.2015	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati
		H ₂ S nel Gas di Raffineria	200 mg/Nm ³ (valore medio giornaliero)	Misura discontinua	Registrazione su file dei risultati



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale

	SO ₂	800 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di SO ₂ con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al E-10. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ³
		Misura della portata del GdR ai forni		Calcolo di SO ₂ al E-10 dai dati di concentrazione di H ₂ S per i forni i cui camini non sono dotati di misuratore continuo di SO ₂
	H ₂ S	5 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del CO al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo; nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	CO	100 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Misura continua	Misura di CO con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) al camino E-10
		Installazione della strumentazione entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua dopo installazione del sistema di rilevamento automatico.	Misurazione di CO con SMC al E-10
	NO _x	250 mg/Nm ³ (bolla di raffineria espressi come NO ₂) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica annuale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del NO _x al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none">• carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento;• al 50% del carico massimo;• nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Polveri	40 mg/Nm ³ (bolla di raffineria) il 97% di tutte le medie giornaliere (bolla di raffineria) non deve superare il 125% dei rispettivi valori limite mensili.	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi	Registrazione su file dei risultati del fattore di emissione da utilizzare per il controllo del sistema di calcolo della emissione del PTS al camino. Il valore di emissione deve essere valutato nelle seguenti tre condizioni di: <ul style="list-style-type: none"> • carico termico massimo utilizzato nel periodo di riferimento; • al 50% del carico massimo; • nell'intervallo tra 50 e 100% del carico massimo
Perdite dalle connessioni dalla distribuzione dell'Hot oil				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle unità di distribuzione dell'hot oil Unità 6100 sorgenti 214.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni.

Tabella 19 – Sala pompe (programma LDAR)

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Sala pompe di : GPL, A, A1, C e Ter. Terra					
Perdite dalle connessioni nelle sale pompe e dalle tenute delle pompe					



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle sale pompe di distribuzione fluidi Sala Pompe GPL sorgenti 520. Sala Pompe A sorgenti 146 Sala Pompe A1 sorgenti 223 Sala Pompe C sorgenti 229 Sala Pompe ter.terra sorgenti 417.	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni
--	-------------------------------	---	---	--

Tabella 20 Unità di caricamento prodotti

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Unità di caricamento prodotti petroliferi aree: SIF, pensiline GPL, deposito nazionale e carico bitumi					
Punti di emissione convogliata carico benzine (ERV01) e bitumi (ERV02)					
	Parametro operativo (dopo installazione del misuratore di portata)	Portata dei fumi ad ognuno dei camini . Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua ai camini	Registrazione su file dei risultati. Utilizzo per il calcolo dell'efficienza di abbattimento	
	VOC nel Gas in ingresso al sistema di assorbimento vapori pensiline di carico bitumi e benzine	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 95%. Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua	Misura di VOC con strumentazione del Sistema di Monitoraggio Continuo (SMC) posta sul collettore di adduzione al l'assorbitore vapori	



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	VOC nel Gas in uscita al sistema di assorbimento vapori pensiline di carico bitumi e benzine	Efficienza minima di riduzione dello zolfo pari a 95%. Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua	Misura di VOC con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di uscita all'assorbitore vapori
	VOC carico benzine	10 g/Nm ³ Installazione della strumentazione entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA	Misura continua	Misura di VOC con strumentazione del Sistema di Monitoraggio in Continuo (SMC) posta sul collettore di uscita all'assorbitore vapori al carico benzine
Perdite dalle connessioni delle unità SIF, pensiline GPL, deposito nazionale e carico bitumi				
	VOC, Sostanze organiche	Programma di individuazione perdite e riparazione (LDAR)	Verifica dei componenti delle aree di caricamento prodotti petroliferi Pensiline GPL sorgenti 65. Area SIF sorgenti 1054 Deposito naz. sorgenti 952 Carico bitumi sorgenti 419	Monitoraggio delle perdite; registrazione del monitoraggio e delle riparazioni

Tabella 20bis Camino CA5071

Punto di emissione	Parametro	Periodicità	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Generatore di vapore				
CA5071	NOx	Annuale	Misura discontinua	Rapporto di prova del Laboratorio
	SOx	Annuale	Misura discontinua	Rapporto di prova del Laboratorio
	CO	Annuale	Misura discontinua	Rapporto di prova del Laboratorio



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Punto di emissione	Parametro	Periodicità	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
	Polveri	Annuale	Misura discontinua	Rapporto di prova del Laboratorio

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

I sistemi di calcolo in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla parte applicabile della norma **UNI EN 14181** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di calcolo.

Il gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari

Nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo manchino misure di uno o più inquinanti, dovranno essere attuate le seguenti misurazioni:

1. per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di depurazione
2. dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto, SO₂, polveri, VOC (ai soli camini delle pensiline di carico benzine e bitume) e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Il gestore deve notificare all'Autorità di Controllo l'evento.
3. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli stessi inquinanti riportati al punto 2.
4. Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione e di calcolo in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità Competente e dell'Ente di Controllo

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 3 % di ossigeno nel caso di utilizzo di Gas di raffineria e/o gas naturale ed al 3% di ossigeno per OCD. Per la normalizzazione, quindi, sono previste le misurazioni, in continuo, sui camini di **Ossigeno, Pressione, Temperatura e Vapor d'acqua** (dove richiesto dal metodo)

Quando non espressamente indicato deve essere sempre concordato con l'Ente di Controllo

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La seguente tabella 21 elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della raffineria. Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

di utilizzo, estesa garanzia di prestazioni. E' possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in tabella 21 o con i metodi di riferimento

Tabella 21 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
E-1, E-2, E-3, E-5, E-6, E-7, E-9, E-10, E-13, E-14, E-17.	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 22
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 22
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	VOC	UNI EN 13526
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	Polveri totali	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	H ₂ S	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: US EPA Method 15. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi strumentali continui si segnalano i metodi gas cromatografici con detector opportuno, i metodi elettrochimici e fluorescenza UV (per gli ultimi due si deve prevedere un opportuno sistema di condizionamento, purificazione e conversione del campione).
--	------------------	---

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella 22 seguente. Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento.

Tabella 22 - Caratteristiche minime della strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	$< \pm 2\%$	$< \pm 2\%$
Sensibilità a interferenze	$< \pm 4\%$	$< \pm 4\%$
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10\text{ °C}$)	$< 3\%$	$< 3\%$
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10\text{ °C}$)	$< 3\%$	$< 3\%$
Tempo di risposta (secondi)	$< 10\text{ s}$	$< 10\text{ s}$
Limite di rilevabilità	$< 2\%$	$< 2\%$
Disponibilità dei dati	$> 95\%$	
Deriva dello zero (per settimana)	$< 2\%$	
Deriva dello span (per settimana)	$< 4\%$	

Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a $\pm 2\%$ del riferimento. Nel caso di non superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi
I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni quattro mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA Allegato 3 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di HCl e HF. Allegato 2 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 1911-1,2,3:2000 per HCl ai sensi del DM 25-08-00

Norma UNI EN 13526 per i VOC

Norma ISO 11338-1,2 per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GCMS

Norma US EPA Method 15 per H₂S in flussi gassosi convogliati. Il metodo è una GC/FPD (gas cromatografia con rilevatore a foto-ionizzazione) ed è sviluppato per la determinazione di COS H₂S e CS₂. Può essere applicato quindi ai flussi gassosi convogliati dagli impianti di post-combustione del gas di coda per la determinazione del solo acido solfidrico fino ad una concentrazione di 0,5 ppm.

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 13284-1:2003 per le PTS

Norma UNI EN 13211:2003 per l'analisi del mercurio totale

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Co, Te, Mn, Ni, Pb, Sb, e V

Norma US EPA method 29 per la determinazione di Se e Zn.

Norma UNI EN 1948 : 2006 parte 1,2 e 3 per le diossine in flussi gassosi convogliati

Norma UNI EN 13649:2002 per la determinazione del benzene in flussi gassosi convogliati.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Norma US EPA method CTM-027 (formalmente Method 206) per l' ammoniaca (campionamento isocinetico) o **US EPA method 26** (campionamento non in isocinetismo, i gorgogliatori riempiti con H_2SO_4 determinazione dello ione ammonio in cromatografia ionica, possibili interferenze da ioni ammonio eventualmente presenti nel flusso gassoso)

Per il Ni respirabile ed insolubile, non esistendo nessuna norma a carattere internazionale, è utilizzabile la metodica sviluppata da ENEL sigla ENEL PIN/SPL UML Piacenza. Tale norma è stata sviluppata dalla ISO 7708-1995 che definisce la frazione di massa del particolato inalato che penetra le vie aeree non ciliate. Il metodo prevede un campionamento con sonda costituita da un ciclone, che separa la frazione con diametro aerodinamico equivalente superiore a 4,25 mm, seguito da un filtro di porosità 0,3 mm in fibra di quarzo che trattiene la frazione d'interesse. (tra 4,25 mm e 0,3 mm). La determinazione del Nichel è eseguita previa eluizione con soluzione di ammonio acetato/acido nitrico a pH 4,4 in bagno ad ultrasuoni per 60 minuti. Sul residuo di eluizione si effettua una digestione totale con miscela acido nitrico/acido fluoridrico. La determinazione è eseguita al ICP-MS.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "*Piano di monitoraggio e controllo*" purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano mantenute con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e il nominativo del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio delle emissioni in aria devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

Disposizioni sulle informazioni da fornire in relazione al metodo di calcolo di inquinanti utilizzati come metodo alternativo alle misure (PEMS predictive emission monitoring system).

Il gestore deve fornire entro 120 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo:

- una descrizione generale del software e dell'hardware che costituiscono le parti fondamentali del sistema di calcolo PEMS che includa, anche, il costruttore, il tipo di computer, il fornitore(i) del software, le tecniche di monitoraggio (esempio :metodo di



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

correlazione tra emissione e parametro misurato). Potrà, il gestore, se appropriato, produrre la letteratura tecnica eventualmente fornita dal fornitore del sistema corredata da eventuali referenze su altre applicazioni .

- la lista di tutti gli elementi misurati che sono utilizzati per la correlazione (esempio: altri inquinanti, altri parametri come l'ossigeno, parametri di processo ecc);
- l'indicazione, su un P&ID, di tutti i punti in cui si attuano le misure utilizzate per le correlazioni (esempio: punti di sfiato, camini, posizione dei punti in cui si misurano i parametri di processo ecc)
- un P&ID in cui siano evidenziati in modo univoco i sistemi di misura utilizzati dal PEMS distinti (anch'essi presenti nello stesso diagramma) dagli strumenti di misura non utilizzati al fine della correlazione e, presenti sugli stessi impianti;
- un elenco descrittivo dei sensori e metodi analitici utilizzati (esempio: tipo di termocoppie, tipo di misuratori di flusso ecc);
- una descrizione dettagliata dei sistemi di acquisizione e trattamento dei dati inclusi i metodi di calcolo (esempio: parametri che sono registrati, frequenza di misura, tempi di mediazione ecc);
- l'elenco delle procedure di verifica del dato e l'elenco dei messaggi d'errore.

Il gestore deve, altresì, fornire:

- i dati e la descrizione dei test di laboratorio e/o di campo con cui ha sviluppato le correlazioni (esempio: verifica delle interferenze, piano di verifica della correlazione, range di calibrazione degli strumenti);
- le formule di correlazione ed i dati a supporto (esempio: dati dei test di correlazione, analisi di sensibilità, grafici tra i valori predetti e quelli misurati ecc);
- i risultati pregressi dei controlli in campo, prodotti da laboratori terzi, per la verifica delle performance del sistema di calcolo nel campo di applicazione previsto;
- i dati che consentano di valutare l'abilità del PEMS di individuare valori anomali forniti dai sensori che potrebbero influenzare la determinazione del parametro calcolato;
- i dati che dimostrino la capacità del PEMS di individuare i valori anomali forniti dai sensori, contemplando anche il caso di valori corretti automaticamente dal sistema dovuti a valori misurati mancanti per indeterminazione dei sensori di misura stessi, che potrebbero dare un eccessivo drift (> del 20%) del valore calcolato;
- le procedure, se differenti dai metodi sviluppati nella norma EN 14181 [solo per la parte giudicata dal gestore (QAL 2, QAL 3 e AST) applicabile anche al sistema di calcolo PEMS], per l'assicurazione ed il controllo di qualità del sistema di calcolo.

Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria

Per la determinazione dei flussi di gas di raffineria, nei diversi forni, si raccomanda l'uso di strumentazione rispondente alle norme sotto indicate, in quanto, appropriati ai requisiti di qualità necessari all'uso dei dati.

Norma ASME MFC-7M-1987 (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente. Il gestore deve garantire che le misure di flusso al fine della determinazione indiretta ai camini di SO₂, dove utilizzata in alternativa, siano caratterizzate da un'incertezza di $\pm 20\%$. A tal fine il gestore deve calibrare ogni sei mesi i dispositivi di misura e conservare il rapporto di calibrazione per almeno dieci anni.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Per la determinazione della composizione del gas di raffineria si raccomanda l'uso della seguente norma:

Norma ASTM D1946-90, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography. Non esiste un metodo, con qualità accertata, per la determinazione della composizione del gas di raffineria tuttavia la norma in questione è utilizzata per la quantificazione di gas con composizione simile a quella che è possibile ipotizzare per il gas prodotto dalla raffineria. La norma è utilizzabile per la valutazione della composizione del gas di raffineria al fine del calcolo dei volumi emessi in combustione (portate volumetriche). Si precisa che il numero di campionamenti da realizzare nel corso dell'anno deve essere funzione della variabilità della composizione. Comunque non potrà essere inferiore a un campione mensile.

Infine, per la determinazione continua del solfuro d'idrogeno nel gas di raffineria si raccomanda l'uso di: **Norma ASTM D4084-94** per la determinazione in continuo di H₂S nel gas di raffineria

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

Metodo valutazione emissioni fuggitive (LDAR)

Il gestore deve sviluppare entro 12 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un programma scritto di 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;
- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
 - Data di inserimento del componente nel programma LDAR
 - Date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" di X giorni e motivo
 - Numero di monitoraggi realizzati nel trimestre
 - Numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma
 - Calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente
 - Numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti
 - Qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma
- c) procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti inclusi nel programma
- d) procedure per includere nel programma nuovi componenti
- e) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici".
- f) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio
- g) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati
- h) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR
- i) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti
- j) le procedure di QA/QC.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Definizione di perdita

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella 23 e determinata con il metodo US EPA method 21 .

Tabella 23 - Definizione operativa di perdita

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

A complemento della definizione è considerata perdita, qualunque emissione che risulta all'ispezione visibile e/o udibile e/o odorabile (vapori visibili, perdite di liquidi ecc), indipendentemente dalla concentrazione, o che possa essere individuata attraverso formazione di bolle utilizzando una soluzione di sapone.

Definizione di emettitore cronico

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri . Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Monitoraggio e tempi di intervento

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 24

Tabella 24 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Se intercettano "stream" di sostanze cancerogene. Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate ; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale. Se intercettano "stream" di sostanze cancerogene. Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Tenute dei compressori			
Valvole di sicurezza			



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente	della perdita	
Componenti difficili da raggiungere*	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

Il gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti, purché questi ultimi siano di pari efficacia. Il gestore dovrà, comunque, argomentare le eventuali scelte diverse del programma e dalle procedure proposte.

MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il gestore deve caratterizzare analiticamente tutti i rifiuti prodotti dall'impianto ed identificarli con i relativi codici dell'Elenco Europeo. Deve effettuare la caratterizzazione di ciascuna tipologia di rifiuto in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti. Il campionamento, ai fini della caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

Il gestore deve, altresì, gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo nel rispetto della normativa di settore. Inoltre, per il deposito temporaneo, deve garantire la corretta applicazione delle relative norme tecniche, comprese le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura dei rifiuti pericolosi; in particolare, per tale attività il gestore deve, indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Nel caso della scelta del criterio temporale deve verificare, ogni 10 giorni lavorativi, il volume dei rifiuti stoccati, inteso come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi.

Il gestore deve compilare la seguente tabella 25.

Tabella 25: monitoraggio depositi temporanei dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Quantità presente nel deposito (in m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione:
					Registrazione su file.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Totale

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

Impianto TAF

Al momento della stesura del presente Piano di monitoraggio e controllo il TAR Marche non si è ancora espresso sul ricorso presentato del gestore nei confronti della Provincia di Ancona, in relazione ai limiti imposti allo scarico delle acque derivanti dell'impianto TAF.

Pertanto, nelle more di una precisa definizione legale della questione, si richiedono i seguenti monitoraggi sulle acque in ingresso-uscita dall'impianto TAF:

Tabella 26 Analisi acqua TAF

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di trattamento acque di falda					
Punti di prelievo all'ingresso e all'uscita dell'impianto TAF					
		pH (ingresso ed uscita dal TAF)	Parametro conoscitivo	Verifica mensile con campionamento manuale	Istantaneo
		Flusso in ingresso al TAF	Portata massima trattabile 440 m ³ /h	Misuratore di portata	Misura continua e registrazione dei dati orari su file
		Flusso in uscita ed avviato all'impianto di osmosi	Portata minima di 260 m ³ /h	Misuratore di portata	Misura continua e registrazione dei dati orari su file
		MTBE (uscita dal TAF)	D.lgs 152/06 ed autorizzazioni in essere	Mensile	Istantaneo
		ETBE (uscita dal TAF)			
		COD (uscita dal TAF)			
		BTEX (uscita dal TAF)			
	Idrocarburi totali (uscita dal TAF)				
	IPA (uscita dal TAF)				



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	Cloruro di vinile, 1-1Dicloroetilene, 1-2Dicloropropano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Sommatore Organoalogenati (parametri in uscita al TAF)			
	Ferro, Manganese, Piombo, cadmio Rame, Zinco, Alluminio, Nichel, Cromo, Tallio, Antimonio, Arsenico (uscita al TAF)			
	Residuo a 105°C e 550°C			
	Punto di infiammabilità			

Tale monitoraggio è integrato dai controlli di performance di impianto in base alla quale viene gestita l'operatività come di seguito riportato:

Punto di monitoraggio	Riferimento normativo	parametri:	frequenza
ingresso impianto TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e controllo performance operative	Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xileni, MIBE, ETBE, Ferro, Manganese, Idrocarburi totali	tre volte a settimana
uscita TAF	Monitoraggio D.Lgs 152/06 e controllo performance operative	Ferro, Manganese	tre volte a settimana

Tabella 27 - Analisi sul surnatante

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Sistema di trattamento acque di falda					
Punti di prelievo all'ingresso degli impianti di trattamento surnatante					
		Acqua nel prodotto idrocarburico avviato a recupero	Parametro conoscitivo. Contenuto di acqua inferiore al 4%	Verifica bimestrale con campionamento manuale	Istantaneo
		Flusso in ingresso al sistema di trattamento		Misuratore di portata	Misura continua e registrazione dei dati mensili su file



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Flusso idrocarburico in uscita ed avviato agli impianti di raffinaria	Portata massima di 40 m ³ /mese. La verifica deve essere fatta giornalmente	Misuratore di portata o del peso e densità del materiale idrocarburico avviato a recupero	Misura continua e registrazione dei dati mensili su file
--	---	--	---	--

Per le misure di portata in ingresso ed in uscita dall' impianto TAF deve essere utilizzato un flussimetro di adeguate caratteristiche di qualità e con range di misura comprendente il valore limite. Si consiglia l'uso di un metodo di misura dei flussi riconducibile alla seguente norma **ISO 13359:1998**, Measurement of conductive liquid flow in closed conduits. Flanged electromagnetic flowmeters. Overall length o un qualunque altro metodo purchè di pari qualità. Ogni flussimetro deve essere equipaggiato con strumentazione di trasmissione ed acquisizione del dato (media oraria). I campionamenti per le analisi chimiche debbono essere eseguiti prelevando campioni rappresentativi, avendo cura di considerare la possibile presenza di materiali in sospensione (oli). Le apparecchiature di misura del flusso e di campionamento devono essere mantenute in accordo alle specifiche del costruttore. La taratura dei flussimetri deve essere realizzata almeno una volta all'anno.

I metodi consigliati per le analisi delle acque in ingresso ed in uscita dall'impianto TAF sono i seguenti.

Tabella 28 - Metodi di misura acque impianto TAF

Inquinante	Metodo
MTBE/ETBE	US EPA Method 524.2
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1
Idrocarburi Totali	UNI EN ISO 9377-2:2002
IPA	Metodo APAT-IRSA 5080: 2003
Composti Organo clorurati/BTEX	APHA – "Standard Method" 20yh Ed. 1998 metodo 6200-B;
Metalli	Mineralizzazione a microonde - APHA – "Standard Method" 20 th Ed. 1998 metodo 3030-K, Inoltre per arsenico i metodi sono - APHA – "Standard Method" 20 th Ed. 1998 metodi 3114, 3120-B.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060
Residuo a 105°C e 550°C	CNR IRSA 2 Q64 Vol 2 del 1984
Punto di infiammabilità	EN 22719

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati
Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Controllo del suolo e sottosuolo

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti delle legge ex Dlgs. 441/99. Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicate nel Piano di Monitoraggio e controllo proposto dal gestore (allegato E4 della documentazione integrativa, successivamente fornita, alla domanda di AIA) rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

Tuttavia, per un quadro conoscitivo completo il gestore deve fornire con il reporting annuale, in aggiunta a quanto già realizza, le risultanze delle analisi su campioni prelevati nei seguenti cinque piezometri: P802 e P201 posti al confine dello stabilimento lato SS 16 (a ridotta influenza delle attività produttive); e P875, P475 e P375 posti lungo il confine lato Mare Adriatico.

Gli inquinanti da determinare sono quelli già indicati nel piano di monitoraggio e controllo proposto dal gestore; si prescrivono solo obblighi di reporting secondo quanto indicato nel successivo specifico paragrafo. **Per i campionamenti e le analisi di laboratorio dovranno essere utilizzate le metodiche già concordate, nell'ambito dell'intervento di bonifica in esecuzione, con le Autorità Competenti alla bonifica stessa³.**

In caso di impossibilità di eseguire i campionamenti e le analisi sui piezometri sopra indicati il gestore deve comunque fornire i risultati analitici su cinque piezometri di cui almeno tre sono posti ai confini di proprietà nella direzione del gradiente del flusso delle acque sotterranee.

MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Comune di Falconara Marittima ha adottato la classificazione acustica del proprio territorio, L'area dell'impianto è (in attesa dell'esito del ricorso al TAR) classificata, in parte, come *area esclusivamente industriale* (Classe VI), ovvero area interessata da attività industriali e prive di insediamenti abitativi con limiti di immissione pari a 70 dB diurno e notturno e di emissione di 65 dB diurno e notturno compresa tra il confine costiero e la ferrovia Adriatica, ed in altra parte come area ed una zona il Classe V- *Area a destinazione prevalentemente industriale*, tra la ferrovia e SS 16 destinata al deposito dei prodotti petroliferi, al parcheggio dei mezzi, all'impianto di carico.

La presenza di una porzione di area industriale posta in classe V consente di realizzare la fascia di decadimento del clima acustico in prossimità dei quartieri residenziali, considerati dalla normativa di settore ricettori sensibili..

Il monitoraggio dei livelli di rumore sarà organizzato con cadenza annuale per ogni punto di misura individuato nella seguente tabella 29 (si veda anche la figura 1) con una misura di Leq riferita a tutto il periodo diurno (ore 6:00- 22:00) e notturno (ore 22:00-6:00) per la verifica dei limiti di emissione dei confini della proprietà con contemporanea acquisizione dei Leq orari.

Le misure dovranno essere fatte sia nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione, sia durante una giornata in cui gli impianti sono fermi per manutenzione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura selezionati al confine della proprietà per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il gestore deve, quindici giorni

³ Il gestore nell'ambito degli obblighi di reporting stabiliti dal presente piano di monitoraggio deve presentare insieme alle risultanze delle analisi i metodi impiegati nelle determinazioni.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di Controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica

Tabella 29- punti di misurazione del rumore emesso dalla Raffineria API

PUNTO	LUOGO	AREA
1.	Via Fiumesino n. 78 (cabina ENEL)	Fiumesino
2.	Via Fiumesino n. 67	Fiumesino
3.	Via Fiumesino n. 17 (CAF)	Fiumesino
4.	Viale del Conventino n. 46 (Chiesa)	Fiumesino
5.	Via Chiesa n. 15	Villanova
6.	Via Quadrio n. 57	Villanova
7.	Via Chiesa n. 3	Villanova
8.	Via Flaminia (distributore AGIP)	Villanova
9.	Via Monti e Tognetti Ufficio Produzione FS	Confine API Villanova
10.	Via Monti e Tognetti n. 22 Posto di Polizia di Frontiera	Confine API Villanova
11.	Via Monti e Tognetti (ex tiro a volo)	Confine API Villanova
12.	Via Toselli n. 1	Confine API Villanova
13.	Via Flaminia (di fronte Supermercato)	SS n° 16
14.	Via Flaminia (ingresso dipendenti API)	SS n° 16
15.	Via Flaminia (ingresso auto Raffineria)	SS n° 16
16.	Via Flaminia (ingresso autobotti)	SS n° 16

Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

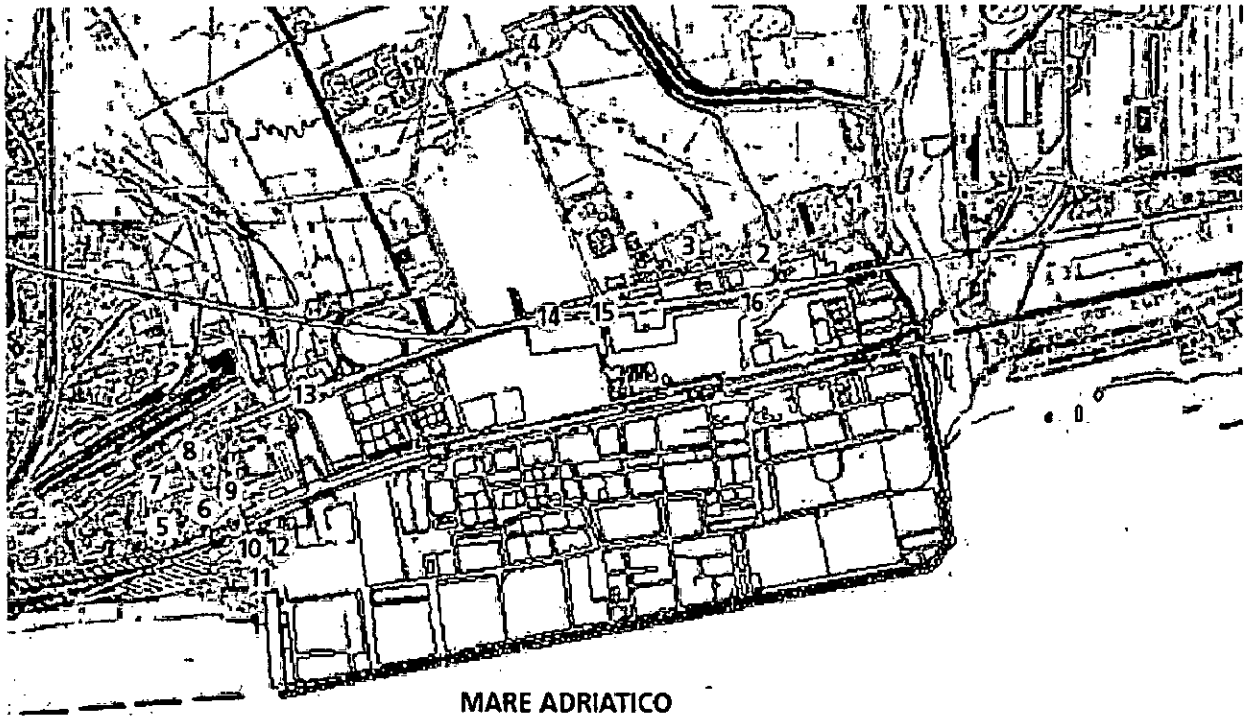


Figura 1 Punti di misura del rumore

MONITORAGGIO DEI CONSUMI - PRELIEVI IDRICI

In relazione al prelievo di acqua, dove essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendo in acqua ad uso domestico ed industriale.

Le registrazioni dei consumi devono essere fatte mensilmente, specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.). Deve essere compilata la seguente tabella 30.

Tabella 30 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Unità di misura m ³	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da impianto TAF	Flussimetro o Contatore	Raffreddamento		Giornaliera	Compilazione file
Da acquedotto	Contatore	Processo		Mensile	
Da Fiume Esino	Flussimetro o Contatore o stima da pompe (curve portata-prevalenza)	Processo			
		Raffreddamento			



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Da pozzi	Flussimetro o Contatore o stima da pompe (curve portata- prevalenza)	Raffreddamento Processo			
----------	---	----------------------------	--	--	--

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI ENERGETICI

Si devono registrare, con cadenza mensile, i consumi di energia elettrica e termica e deve essere compilata la seguente tabella 31

Tabella 31- Consumi di energia elettrica/termica

Descrizione	Metodo misura	Unità di misura MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Consumo energia elettrica	Contatore		Mensile	Compilazione file
Consumo energia termica da combustione diretta	Stima o calcolo			
Consumo energia termica da vapore	Stima o calcolo o misura			

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

MONITORAGGIO DEI CONSUMI – CONSUMI DI COMBUSTIBILI E CHEMICALS

Devono essere registrati i consumi di metano, gasolio, oli lubrificanti, reattivi utilizzati nel trattamento acque e catalizzatori. Deve essere compilata la seguente tabella 32

Tabella 32 - Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
OCD	Forni	Misuratori di portata	t	Giornaliera	Compilazione file
Gas di raffineria	Forni	Misuratori di portata	Nm ³		
MTBE	Formulazione Benzine	Quantità utilizzata	t		
Gas Naturale	Forni	Misuratori di portata	Nm ³		



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
	Generatore di vapore		kg		
Oli lubrificanti	Macchine varie	Quantità utilizzata	kg	Anno	
MDEA	Trattamento fuel gas	Quantità utilizzata	t		
HCl	Trattamento acque	Quantità utilizzata	t	Mensile	
Soda			t		
Cloruro ferrico			t		
Ipoclorito di sodio			t		
Calce			kg		
Inibitori di corrosione			t		
Catalizzatori	Unità varie di raffineria	Quantità utilizzata	t		
Percloroetilene	Platforming	Quantità utilizzata	t	anno	
STEAMATE PAS56076	Generatore di vapore	Quantità utilizzata	t	anno	

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE

Nel registro di gestione interno il gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

I serbatoi di prodotti petroliferi e greggio debbono essere sottoposti a controllo secondo la cadenza riportata nella seguente tabella 33. Debbono, altresì, essere sottoposti a verifica ispettiva i bacini di contenimento dei serbatoi ed i serbatoi di accumulo acque reflue.

Tabella 33 - Gestione dei serbatoi di stoccaggio prodotti petroliferi e greggio

Unità di processo	Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Unità di stoccaggio prodotti petroliferi e greggio					
Tutti i serbatoi					



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Pratica operativa	Eseguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata pompe di carico/scarico serbatoi di prodotti petroliferi e greggio	Ispezione visiva e mantenimento dell'efficienza	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).
	Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di spurgo all'atmosfera dei serbatoi	Ispezione visiva e mantenimento dell'efficienza	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.
	Pratica operativa	Verifica procedurizzata degli spessori dei fondi dei serbatoi ⁴	Ispezione visiva e misura con ultrasuoni	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).
	Pratica operativa	Verifica procedurizzata delle tenute dei serbatoi a tetto flottante ⁵	Ispezione visiva e misura della tolleranza tra la parete del serbatoio e le tenute (interna ed esterna)	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione e dei risultati delle misure.
	Pratica operativa	Verifica biennale procedurizzata dei bacini di contenimento dei serbatoi	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione dell' eventuale lavoro effettuato).

⁴ I serbatoi devono essere ispezionati entro il 31/12/2013. Il gestore deve fornire il piano annuale delle ispezioni.

⁵ La verifica delle tolleranze deve essere completata entro il periodo di validità del presente piano di monitoraggio. Il gestore deve fornire il piano annuale delle ispezioni.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

	Pratica operativa	Verifica procedurizzata della pavimentazione di contenimento delle pipe-way ⁶ .	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione dell' eventuale lavoro effettuato).
	Pratica operativa	Verifica biennale procedurizzata dei serbatoi (fondo, tetto flottante e struttura) di raccolta acque reflue.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e manutenzioni delle date di esecuzione (con la descrizione dell' eventuale lavoro effettuato).

Relativamente a quanto riportato in tabella sull'insieme dei controlli è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 6 mesi dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e un aggiornamento a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

In sede di reporting periodico, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, l'indicazione (e di volta in volta aggiornati in un elenco e in planimetria) dei serbatoi che alla data di trasmissione del report:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di pavimentazione dei bacini e i serbatoi che ne saranno oggetto di pavimentazione dei bacini nei successivi 8 semestri.

Sempre in sede di reporting annuale, devono essere inoltre indicate in elenco e in planimetria le pipe-way già dotate di pavimentazione e quelle che ne saranno oggetto nei successivi 8 semestri.

Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico

Questo protocollo è suggerito come metodo per la verifica della efficienza di rimozione dei VOC dai sistemi di recupero vapori.

Il gestore deve installare un misuratore continuo di VOC in ingresso-uscita del sistema di recupero vapori alle pensiline di carico prodotti petroliferi.

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di flue gas da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico.

⁶ In caso di pipe-way non pavimentate deve essere predisposto un programma di lavoro per la pavimentazione. Il gestore deve fornire il piano annuale delle ispezioni.



L'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso ed uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita.

Nel caso di efficienza di abbattimento che subisca una escursione significativa (cioè tale da portare stabilmente alla misura di un valore di efficienza giornaliera al disotto del livello minimo del 95%) il gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo. Il gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

Si consiglia l'uso del seguente metodo strumentale di analisi dei VOC UNI EN 13526 ed il metodo ISO 14164 per il flusso.

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti e un protocollo diverso da quanto proposto, purché, gli uni siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa e dell'altro sia data dimostrazione di pari efficacia di valutazione.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Monitoraggio dei sistemi di Torcia

Il sistema "Torcia" è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti. L'attivazione del sistema di Torcia può essere dovuto alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può quindi essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione. Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso.

Quindi i dispositivi di misura debbono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura ma anche in termini di minime perdite di carico.

A tal fine i dispositivi di misura debbono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfioccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" (\cong 1 m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il





minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di $\pm 5\%$ di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre 18 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo.

Il gestore deve altresì garantire che, trascorsi i 18 mesi stabiliti, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia. Il gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO₂ superiore alle 5 tonnellate giorno. Il report deve contenere:

- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
- La stima della quantità di SO₂ emessa e lo sviluppo dei calcoli
- Le misure prese per limitare la durata e/o le quantità dell'emissione
- Una dettagliata Root Cause Analysis (RCA) dell'evento
- Una analisi delle misure, risultante dalla RCA, che sono disponibili per ridurre la probabilità di ripetizione dell'episodio. L'analisi deve contenere le alternative disponibili, la probabile efficacia ed i costi delle stesse. Se l'analisi concludesse che siano necessarie azioni il report deve includere anche una descrizione delle attività, e se non già completate, un cronoprogramma per la loro implementazione.

Metodi di misura

Flussimetro

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

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$
4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola
5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il gestore deve installare un sistema di campionamento del gas mandato alla torcia che risponda ai seguenti requisiti minimi:

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:

a. Campionamento manuale:

- Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;
- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi"..





ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

b. Campionamento automatico

- Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione automatico deve essere preso ad intervalli di 15 minuti ed il campionamento deve continuare fino a che il flusso del gas inviato alla torcia, per ogni successivo intervallo di 15 minuti, non sia inferiore a 1100 Kg/h.
- Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia di 1100 kg/h deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.
- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

E' possibile eseguire l'analisi con strumentazione automatica (il campionamento deve essere anch'esso automatico e rispondente alla caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

- Idrocarburi totali e metano ASTM D1945-96, ASTM UOP 539-97 o US EPA Method 18 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D1945-96 (o versioni più aggiornate)

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)
- Solfuro d'idrogeno ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate)

Il gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente di controllo che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni

Monitoraggio degli Odori

Il Gestore deve organizzare un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di immissione di sostanze osmogene all'interno della raffineria. Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze osmogene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Autorità di controllo. Il gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale. Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection".



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Protocollo Odore "sniff-testing"

Questo protocollo è suggerito come "metodo interno" per la determinazione degli odori al fine di assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione. Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:

- 1) costruire un quadro di riferimento sulle sorgenti principali, attraverso una analisi delle immissioni ripetuta nel tempo
- 2) costituire un elemento di supporto alla dimostrazione di conformità rispetto all'impatto olfattivo dell'impianto
- 3) come mezzo di investigazione nel caso di reclami della popolazione.

La registrazione delle condizioni meteorologiche che si hanno durante le prove insieme con la registrazione delle attività costituiranno parte del report di audit.

Condizioni generali

Il gestore nella stesura della procedura del sistema di gestione ambientale deve avere considerato i seguenti punti:

1. La frequenza della valutazione deve essere stabilita in base al potenziale di emissione delle sorgenti presenti nell'impianto, degli eventuali obblighi stabiliti nell'AIA e del numero di reclami
2. Deve essere considerata la sensibilità olfattiva delle persone coinvolte nella misura in campo. Se ritenuto necessario si può riferirsi alle tecniche dell'olfattometria dinamica per la selezione del personale coinvolto. Ovviamente, persone con senso dell'olfatto poco sviluppato non possono essere utilizzate al fine del presente protocollo. E', altresì, importante che persone sottoposte a continuo contatto con sostanze odorose non siano utilizzate, in quanto, gravate da fatica olfattiva. E' infine necessario che chi realizza le valutazioni non sia sottoposto anche esso ad uno sforzo olfattivo prolungato.
3. Per migliorare la qualità dei risultati è opportuno che i test siano eseguiti da minimo due persone che devono svolgere l'attività in modo indipendente
4. Le persone coinvolte nei test dovrebbero, nei giorni di misura, evitare l'uso di cibi con intensi odori (esempio: caffè), da almeno un'ora prima di iniziare la procedura; non dovrebbero essere utilizzati, anche, profumi personali e/o deodoranti per automobili (se gli spostamenti sono realizzati in macchina) intensi.
5. Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbe astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l'attività di rilevamento giornaliera.
6. La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere **sempre garantita**. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero **mai essere** sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

Punto di valutazione

Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità osmogena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi della misurazione. In particolare per le, eventuali, valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

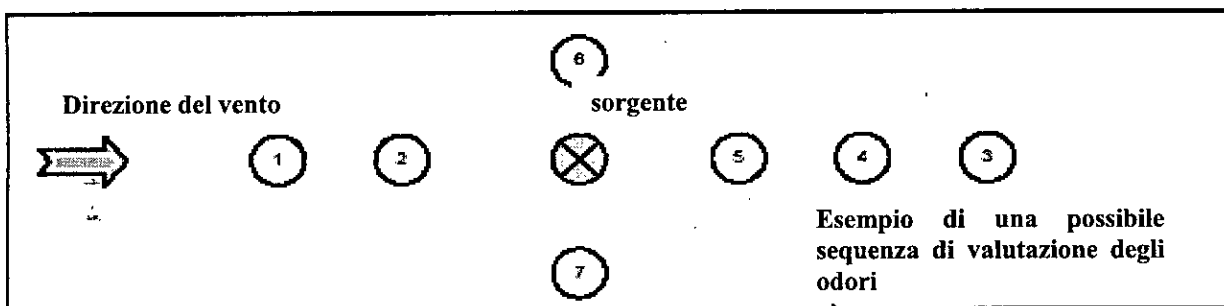
cambiare con la distanza dalla sorgente, ciò è dovuto a diluizione e/o reazione delle sostanze responsabili dell'odore.

Per la scelta del "punto di analisi" si devono considerare i seguenti fattori:

1. condizioni imposte dall'autorizzazione relative ai confini e alla presenza di recettori sensibili (popolazione)
2. reclami
3. prossimità ad edifici di civile abitazione
4. direzione del vento e condizioni meteorologiche in cui si realizza il test.

Una valutazione può essere effettuata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti sopra esposti sia, se ciò non fosse possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 2) . Inoltre, come ulteriore alternativa, i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteo-climatiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "worst case".

Fig. 2 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

I parametri che costituiscono gli elementi della valutazione dell'odore sono:

- perceibilità /intensità
- estensione e persistenza
- sensibilità del luogo dove è stata fatta la valutazione in relazione alla presenza di recettori
- fastidio

Insieme ai parametri suddetti deve essere cercata , eventualmente, la presenza di attività esterne che possono influenzare la valutazione (esempio attività agricole).

Le categorie di intensità sono:

1. odore non percepibile
2. odore debole (a malapena percepibile, necessita di rimanere in modo prolungato sul posto e di compiere una intensa inalazione con la faccia rivolta nella direzione del vento)
3. odore moderato (odore percepibile facilmente mentre si cammina e respira normalmente)
4. odore forte
5. molto forte (odore che può causare nausea)

Le categorie di estensione e persistenza sono:

1. locale e temporaneo (percepibile solo nell'impianto o ai suoi confini, durante brevi periodi di tempo in cui si hanno calme o folate di vento)



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

2. temporaneo come al punto precedente , ma percepibile anche al di fuori dell'impianto
3. persistente ma localizzato
4. persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto
5. persistente e diffuso a distanza superiore a 50 metri dall'impianto.

Le categorie di sensibilità del luogo dove l'odore è individuato (ovviamente l'intensità deve essere almeno percepibile, altrimenti il valore è zero):

1. remoto (assenza di abitazioni civili, insediamenti commerciali/industriali o aree pubbliche all'interno di un'area di 500 metri da dove si percepisce l'odore);
2. bassa sensibilità (assenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
3. sensibilità moderata (presenza di abitazioni civili all'interno di un'area di 100 metri da dove si percepisce l'odore)
4. sensibilità alta (presenza di abitazioni civili all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)
5. extra sensibilità (reclami dei residenti all'interno dell'area dove si percepisce l'odore)

Fastidio

La valutazione del fastidio dell'odore è necessariamente basata sulla risposta olfattiva soggettiva dell'osservatore. La determinazione del fastidio, oltre che dall'intensità dell'odore dipende anche da: tipo, frequenza, esposizione e persistenza.

L'indicazione che l'odore è caratterizzato da fastidio dovrebbe essere realizzata solo se l'episodio di esposizione all'odore , nella zona interessata, è stato valutato come frequente e persistente . Il personale preposto ad esprimere il giudizio di fastidio sarà sottoposto all'odore per il solo tempo della determinazione, mentre i recettori locali possono essere esposti al fastidio in modo prolungato, questa eventualità deve essere considerata dal valutatore. Chiaramente alcuni odori sono più fastidiosi di altri, ma deve essere comunque ricordato che ogni odore è potenzialmente fastidioso, dipendendo da fattori come: concentrazione, durata e frequenza dell'esposizione, contesto in cui l'esposizione si verifica ed altri fattori unici come la soggettiva predisposizione degli individui. L'istantanea impressione di inoffensività di un odore può essere mutata se l'individuo è esposto in modo prolungato ad alte concentrazioni.

Quindi, quando si determina il fastidio devono essere considerati i seguenti argomenti:

natura/caratteristiche- gli odori che sono, in senso comune, considerati "sgradevoli" sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore è quantificabile in riferimento alla sua soglia olfattiva: più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore e presumibilmente anche il possibile fastidio;

frequenza di esposizione-odori emessi con alta frequenza o in modo continuo da un impianto sono probabilmente considerati più fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;

persistenza-odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non sono prontamente dispersi ad un livello tale che non siano percepibile) hanno una superiore probabilità di essere considerati fastidiosi. Odori non sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Le categorie di fastidio sono (si prendano in considerazione intensità, persistenza e frequenza tipica d'esposizione) :

1. potenzialmente fastidioso
2. moderatamente fastidioso
3. molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo dovrebbero essere valutate anche l'intensità e l'estensione. L'osservazione deve essere realizzata in una postazione situata ad una altezza compresa tra 1,5 ÷ 2 metri e ad una distanza minima dall' edificio/struttura più prossimo/a di 1,5 metri

Parte integrante della valutazione è la registrazione delle condizioni meteorologiche, tra cui la velocità e direzione del vento sono parametri fondamentali della misura . In assenza di un anemometro per la misura della velocità del vento si può fare uso della scala di Beaufort.

Infine, le condizioni specifiche dell'impianto dovrebbero essere registrate, in particolare : le unità in funzione o non attive (a seconda dalla scopo della valutazione); attività in atto di spedizione-ricevimento di prodotti/grezzo; parametri di processo su particolari unità indagate che aiutano a giustificare la valutazione dell'odore; operazioni di manutenzione in atto sull'unità indagata; e ogni situazione "anomala" rispetto al normale funzionamento dell'impianto/unità.

Scala di Beaufort

Force	Description	Observation	km/hr
0	Calm	Smoke rises vertically	0
1	Light air	Direction of wind shown by smoke drift, but not wind vane	1-5
2	Light breeze	Wind felt on face; leaves rustle, ordinary vane moved by wind	6-11
3	Gentle breeze	Leaves and small twigs in constant motion	12-19
4	Moderate breeze	Raises dust and loose paper; small branches are moved	20-29
5	Fresh breeze	Small trees in leaf begin to sway, small branches are moved	30-39
6	Strong breeze	Large branches in motion; umbrellas used with difficulty	40-50
7	Near gale	Whole trees in motion; inconvenience felt when walking against wind	51-61

Esempio di modulo per Reporting interno di Prova

Rapporto di valutazione dell'odore

Rapporto Numero



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Impianto/Località		Data	
Condizioni meteo (sole, pioggia, nebbia, neve, altro) Informazione OBBLIGATORIA		Vento (direzione ed intensità) Informazione OBBLIGATORIA	
Temperatura (°C)		Pressione in millibar (se conosciuta)	
Condizioni del terreno nella zona		Stabilità atmosferica (se conosciuta)	
Qualità dell'aria ambiente (se conosciuta)		Presenza di Nuvole Copertura /altezza (basse, alte, molto alte)	
Orario di inizio della valutazione		Orario di fine della valutazione	

Disegno allegato mostrante l'estensione della zona interessata dall'odore

Si/No

Reclami ricevuti	Si/No	Data ed ora di ricezione del reclamo	
Posizione rispetto all'impianto/unità dell'area interessata dal reclamo		Numero di reclami in riferimento allo stessa potenziale sorgente nell'impianto/unità	
Coordinate gaus-boaga dell'area interessata dal reclamo (punto baricentrico)		Orario di inizio (anche presunto) e durata dell'episodio olfattivo	

Punto di valutazione ed orario (si indichino le coordinate del punto)	Intensità Scala 1-5	Estensione scala 1-5	Sensibilità Scala 1-5	Fastidio Scala 1-3	Sorgenti all'interno dell'impianto (potenziali o effettive individuate)	Sorgenti all'esterno dell'impianto (si indichino anche gli elementi che potenzialmente possono confondere le sorgenti)

Commenti:

Personale dell'unità contattato per informazioni:.....

Elenco delle azioni richieste:

- 1).....
- 2).....
- 3).....

FIRMA



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

**CONTROLLO DELL'IMPIANTO DA PARTE DELL'ENTE DI
CONTROLLO**

L'Ente di Controllo analizzerà i dati contenuti nel report annuale inviato dal gestore e per il controllo dell'impianto è previsto quanto segue:

- verifica di conformità dell'impianto alle condizioni di autorizzazione dell'AIA;
- una visita di controllo ogni anno, da effettuarsi qualora si riscontrino problemi nell'esercizio dell'impianto (in quest'ultimo caso la frequenza potrà anche essere maggiore).

Si riporta in tabella 34 la sintesi delle attività dell'Ente di controllo nell'ambito del Piano di Monitoraggio.

Tabella 34 Impegno dell'Ente di Controllo nel piano di monitoraggio e controllo della Raffineria Api di Falconara Marittima

Tipo di intervento	Frequenza	Componente o aspetto ambientale interessato	Numero di interventi nel periodo di validità del piano
Sopralluogo per verifica di conformità all'AIA	Ogni 5 anni	TUTTI	2
Sopralluogo in esercizio	Annuale	TUTTI	12
Scarichi idrici	Biennale	Campionamento ed analisi. (La valutazione degli autocontrolli è annuale)	6
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	6
Emissioni atmosfera camini	Triennale	Campionamento ed analisi su uno o più camini. (La valutazione degli autocontrolli è annuale)	4
Rifiuti	Annuale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	12
Rumore	Ogni 5 anni	Presenza ad una campagna di misura (La valutazione degli autocontrolli è annuale)	2
Prelievi idrici	Annuale	Valutazione autocontrolli	12
Consumi combustibili ed energia elettrica			



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

REPORTING

EVENTI ECCEZIONALI

In caso di eventi eccezionali (es. superamento dei limiti, malfunzionamenti prolungati del sistema di misurazione continuo delle emissioni, malfunzionamenti dei sistemi di controllo delle emissioni che possono dare origine a situazioni anomale ed incidenti con rilascio di sostanze) il gestore dovrà effettuare il reporting immediato (entro 24 ore) all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo dell'evento, indicando, le azioni intraprese per il ripristino delle condizioni regolari. Alla conclusione dell'evento eccezionale il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni.

Comunicazione Mensile

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 alle emissioni in aria per i parametri della bolla (SO₂, NO_x, Polveri, CO, cfr. pag. 34 del Parere Istruttorio);

INDISPONIBILITA' DEI DATI DI MONITORAGGIO

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva all'Ente di Controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

REPORT ANNUALE

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'APAT), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi. Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

DEFINIZIONI

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n (si consiglia un $n \geq 7$) misure replicate dei bianchi tale da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguale a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri di misure continue

Nel caso di misure giornaliere agli scarichi idrici è la media aritmetica di almeno ventisette campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili di misure continue

Media annuale delle misure semestrali ai camini, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche per misura.

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore .

Nei casi di flussi ai camini dei forni e delle caldaie è la misura virtuale calcolata con l'algoritmo di combustione, a partire dai dati di flusso (volume) giornaliero e composizione misurate del combustibile ed eccesso di ossigeno misurato.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Carico termico giornaliero dei forni è la misura virtuale derivata dalle quantità misurate e registrate di combustibile utilizzato giornalmente per il suo potere calorifico misurato in joule.

Stima delle quantità di VOC emesse. Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A.(o con formule equivalenti proposte dal gestore e fornite con i risultati)

Audit interno di rilevamento odori è la procedura di rilevamento degli odori implementata dalla Società , su base volontaria, che risulta nella accertamento della presenza di odori associata alle operazioni di raffinazione. La procedura consiste nell'individuazione delle unità entro i cui confini si percepisce un odore, la sorgente può essere sia interna sia esterna alla raffineria, per periodi di tempo superiori alla giornata lavorativa di otto ore. I capo turno delle diverse unità dell'impianto, riportano in una scheda apposita le valutazioni delle possibili cause. Le schede sono raccolte settimanalmente e valutate dal responsabile ambientale dell'impianto che, se riscontra una persistenza estesa all'intera settimana, attiva un team di personale esperto con il compito di individuare la causa e, se interna, proporre le soluzioni.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)
- Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

FORMULE DI CALCOLO

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate⁷ anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

$$T_{\text{anno}} = \sum_H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}})_H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm³;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm³/mese;

H = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni mensili nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{mese}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

K_{mese} = chilogrammi emessi mese

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/litro.

F_{misurato} = volume mensile scaricato in litri/mese

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

CONTENUTI DEL RAPPORTO ANNUALE

Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

Nome del gestore e della società che controlla l'impianto.

N° di ore di effettivo funzionamento delle seguenti unità : U-1000, U-1400, U-1800, U-1850, U-1900, U-2500, U-2600, U-2800 e U-4600.

Tonnellate di petrolio lavorate nell'anno

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.

⁷ Si precisa che la formula indicata è esclusivamente valida per l'azione di reporting e non ha nessuna validità per il calcolo dell'emissione in massa richiesto dall'AIA. Sarà cura dell'Autorità Competente stabilire la formula e le procedure di calcolo dell'emissione in massa e della bolla. Le presenti richieste di informazioni sono finalizzate alla valutazione delle prestazioni ambientali dell'impianto e non alla verifica di conformità che è regolamentata dalla legge (dlgs 152/2006 e s.m.i.).



- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Il gestore deve fornire insieme alla dichiarazione di conformità alle prescrizioni e limiti imposti dall'Autorizzazione Integrata ambientale le formule e le procedure di calcolo della bolla di raffineria e dei limiti in massa. La descrizione delle procedure di calcolo deve essere di adeguato dettaglio al fine di far comprendere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo come vengano integrate tra loro le misure continue, quelle, eventuali, discontinue ed i parametri derivanti da calcolo. Il gestore deve fornire esattamente le procedure di validazione dei dati di monitoraggio in continuo (esempio: numero minimo di dati per considerare la misura e/o la media valida), dei dati di calcolo in continuo e dei dati di misura discontinua. Per le portate deve essere specificata l'incertezza di calcolo/misura che viene considerata minima (se esistente) per considerare valido il dato.

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO₂, NO_x, CO e polveri

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO, Ni, V, Cu, Cr e polveri

Emissione specifica annuale dei forni, per Gj di energia utilizzata di SO₂, NO_x, CO e polveri (in g/Gj)

Emissione specifica annuale per tonnellata di petrolio trattato di SO₂, NO_x, CO e polveri (in g/t di petrolio)

Stima delle tonnellate di VOC emesse per anno

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

Chilogrammi emessi per mese di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli (per gli inquinanti da Cr_{tot} a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Concentrazioni medie mensili, di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli in mg/litro

Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe, Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli in mg/litro

Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe, Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli in mg/litro

Emissione specifica annuale di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come NH₄), Solidi Sospesi, Idrocarburi totali, Tensioattivi totali, Fosforo totale, Azoto Totale, Nitrati (espresso come N), Nitriti (espresso come N), Solfati, Cloruri, Cr_{tot}, Ni, V, Pb, Mn, As, Cu, Al, Se, Fe, Hg, Cd, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, Solfiti, BTEX, Benzo[a]pirene, MTBE, ETBE e Fenoli per m³ di refluo trattato (in g/ m³)



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ t di greggio

Tonnellate di rifiuti smaltite internamente alla raffineria suddivise in pericolosi e non pericolosi.

N° di ore di effettivo funzionamento dell'impianto TAF

Controllo della falda

Dati delle risultanze delle analisi delle acque sotterranee prelevate in piezometri (P802 e P201 posti al confine dello stabilimento lato SS 16 ; e P875, P475 e P375 posti lungo il confine lato Mare adriatico o equivalenti) posti sia a monte sia a valle del gradiente piezometrico. Si evidenzino le variazioni superiori al 30% tra le concentrazioni misurate nei piezometri posti a monte rispetto a quelli a valle.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

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

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

Programma per il contenimento degli odori

Bilancio annuale dell'audit interno di rilevazione odori , cioè numero di casi verificatisi e, per ogni caso, giudizio qualitativo dell'odore riscontrata dal team di esperti.

Numero e tipologia di iniziative intraprese nell'anno per il contenimento degli odori .

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

Acqua dolce (m^3/t di petrolio), metano (Nm^3/ t di petrolio), combustibili liquidi (kg/ t di petrolio) ed energia elettrica (kwh/ t di petrolio).

Torce

Emissioni: ARIA

N° di ore di funzionamento , per ognuna delle torce su base annuale.

Tonnellate di materiali bruciati , per ognuna delle torce su base mensile.

Serbatoi

Comunicazione dei risultati dello stato d'avanzamento relativo al programma di ispezione dei serbatoi secondo le modalità indicate nel presente piano di monitoraggio e controllo



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Unità recupero zolfo

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno per ogni treno del Claus.

Rendimento medio mensile di desolforazione .

Produzione specifica di zolfo

Grammi di zolfo⁸ prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile.

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno (eventuali).

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali

Tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione del comportamento dell'impianto.

¹⁰ La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per le tonnellate di greggio lavorate nello stesso periodo.



Appendice A

Metodo di stima VOC

Premessa

La quantità di VOC emessa dell'impianto deve essere valutata considerando tutte le sorgenti rilevanti di emissione quali:

- Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori
- Perdite dai serbatoi
- Emissioni fuggitive dalle operazioni di carico e scarico greggio e prodotti petroliferi
- Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento acque
- Emissioni dai camini dei forni, sistemi di blowdown e torce

Il metodo di stima deve essere necessariamente calibrato sull'impianto specifico, in quanto, le variabili che possono influenzare l'attendibilità della stima possono essere molteplici e condizionate dalle pratiche operative attuate e dalle strutture impiantistiche presenti.

Nel caso dell'installazione esaminata risultano di particolare rilievo la presenza di un sistema di LDAR, l'esistenza di un parco stoccaggio prodotti petroliferi con serbatoi a tetto flottante e a tetto fisso, la presenza di sistemi di recupero vapori al carico-scarico prodotti e un impianto di trattamento acque con apparecchiature scoperte.

Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori

Nella determinazione dei fattori di emissione, applicabili al presente caso, si utilizza la procedura sviluppata da EPA identificata con la espressione "Leak/no Leak". Secondo tale metodo la stima è realizzata attraverso le seguenti azioni:

1. Determinare se il componente testato perde; un componente è considerato perdere se al test con il metodo US EPA 21 viene misurato un valore superiore od uguale a 10.000 ppmv di VOC (espressi come metano).
2. Per ognuno dei componenti riportati in tabella **1-appA** valgono le formule seguenti :

$$(E_i \times \Phi_i) + (E_s \times \Phi_s) = \text{VOC}_{\text{fuggitive}}$$

dove Φ_i = fattore di emissione per componente con concentrazione inferiore a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

dove E_i = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione inferiore a 10000 ppmv

dove Φ_s = fattore di emissione, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv (in kg/h/sorgente)

dove E_s = numero di sorgenti, per componente, con concentrazione superiore o uguale a 10000 ppmv

La sommatoria è estesa a tutti i componenti presenti sull'impianto e facenti parte del programma LDAR

3. Per ognuno dei componenti testati debbono essere specificate le ore anno di utilizzo
4. Se per qualche ragione non tutte le potenziali sorgenti fossero valutate nell'anno il numero minimo di sorgenti campionate dovrà essere pari a:

$$n \geq N \times [1 - (1 - p)^{1/D}]$$

Dove:

N = Numero di componenti;

D = (frazione di componenti con rilascio) \times N;

p \geq 0.95.



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Per un esempio di applicazione della formula si veda USEPA 453/R-95-017 appendice-E rinvenibile dal sito internet <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch05/index.html>.

Comunque, il minimo numero di sorgenti da campionare non dovrà essere inferiore al 50% dei dispositivi che fanno parte del programma LDAR.

5. Le tonnellate emesse saranno valutate dal prodotto delle emissioni calcolate al punto 2 per le ore di funzionamento anno diviso 1000.

TABELLA 1-appA
(EPA 453/R-95-017 Table 2-6, API 343 Table 3-7)

Equipment Type	Service	<10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) ^b	≥10,000 ppmv Emission factor (kg/hr/source) ^b
Valves	Gas/Vapour	0.0006	0.2626
	Light Liquid	0.0017	0.0852
	Heavy Liquid	0.00023	0.00023
Pump seals ^c	Light Liquid	0.0120	0.437
	Heavy Liquid	0.0135	0.3885
Compressor seals	Gas	0.0894	1.608
Press. Relief valves	Gas	0.0447	1.691
Open-Ended Lines	All	0.0015	0.01195
Connectors	All	0.00006	0.0375

Perdite dai serbatoi

La stima dei rilasci è ottenuta dalla applicazione del pacchetto software "Tank". La determinazione delle quantità emesse dipende da: tipo di serbatoi; condizioni atmosferiche tipiche della zona dove è ubicato il parco serbatoi della raffineria; il contenuto del serbatoio, cioè il tipo di fluido conservato; le quantità stoccate. Il programma ed il manuale di utilizzo di *Tank 4.09D* sono scaricabili dal seguente sito internet dell'EPA <http://www.epa.gov/ttn/chief/software/tanks/index.html> - order.

Se il numero di turnover dei serbatoi non è conosciuto può essere usata la seguente formula:

$$N^{\circ} \text{ di turnover} = \text{Volume totale caricato (anno)} / \text{Volume totale del serbatoio}$$

Per serbatoi con carico/scarico di prodotti intermedi, se non si hanno a disposizione dati reali, il numero di turnover è:

$$N^{\circ} \text{ di turnover} = 1/\text{anno}$$

Nel caso del presente impianto è da considerare che dalle informazioni fornite dal gestore risulterebbe l'assenza di sistemi di recupero dei vapori. Nel caso ciò non corrispondesse alla reale conformazione dell'impianto si riportano anche le equazioni da utilizzare per il sistema di trattamento: le quantità risultanti dal calcolo, con l'utilizzo del software, debbono essere ridotte con l'utilizzo della seguente formula:

$$\text{Emissioni dai serbatoi} = \text{Emissioni senza sistema di abbattimento} \times (1 - \text{Efficienza} / 100)$$



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Dove **Efficienza** è l'efficienza di abbattimento del sistema utilizzato per il contenimento delle emissioni, che sarà ricavato dalle indicazioni del fornitore dell'apparato.

Nel calcolo devono essere considerati i periodi di effettivo utilizzo dei sistemi di captazione ed abbattimento

Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi

L'emissione dalle operazioni di carico/scarico dei prodotti petroliferi sono determinate con l'applicazione della seguente formula (USEPA, 1997a):

$$L_L = 0.124 \times S \times P \times M/T$$

L_L = VOC perdita al carico/scarico (kg/m³ di liquido caricato);

S = fattore di saturazione – (vedi Tabella 2-appA sotto);

P = tensione di vapore reale del liquido caricato/scaricato [kilopascal (kPa)];

M = peso molecolare del vapore (kg/kg-mole); e

T = temperatura liquido caricato/scaricato [in K° (cioè °C + 273)].

Tabella 2-appA

Cargo Carrier	Mode Of Operation	S Factor
Tank trucks and rail	Submerged loading of a clean cargo tank	0.50
Tank cars	Submerged loading: dedicated normal service	0.60
	Submerged loading: dedicated vapour balance service	1.00
	Splash loading of a clean cargo tank	1.45
	Splash loading: dedicated normal service	1.45
	Splash loading: dedicated vapour balance service	1.00
Marine Vessels	Submerged loading: ships	0.2
	Submerged loading: barges	0.5

Source: USEPA (1997a).

Source: AP-42, 5th Edition, Section 5.2, Table 5.2-1

nel caso del presente impianto è da considerare l'esistenza di sistemi di abbattimento dei vapori prodotti delle operazioni di carico/scarico. Per tale motivo le quantità risultanti dal calcolo sopra esposto debbono essere ridotte con l'utilizzo della formula:

$$\text{Emissioni}_{\text{carico/scarico}} = \text{Emissioni senza sistema di abbattimento} \times (1 - \text{Efficienza} / 100)$$

Dove **Efficienza** è l'efficienza di abbattimento del sistema utilizzato per il contenimento delle emissioni che sarà ricavato dalle indicazioni del fornitore dell'apparato.

Nel calcolo devono essere considerati i periodi di effettivo utilizzo dei sistemi di captazione ed abbattimento.

Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalle torri di raffreddamento

Se non esistono misure eseguite sull'impianto è consigliato l'uso dei fattori di emissione come derivati dal rapporto EPA-450/3-85-001a, pubblicato nel febbraio 1985, da cui la tabella 3-appA seguente è estratta:



ISPRA
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
 ambientale*

Tabella 3-appA
(Reference: EPA-450/3-85-001a)

	Emission Factors			Comments
	Uncontrolled	Controlled	Units	
Drains & Junction Boxes	0.032	0.000	kg/hr-drain	100% control with water seal
Oil-Water Separators	0.11100	0.00330	kg/m ³ -wastewater	97% net control with tight cover
DAF/AIF	0.00400	0.00012	kg/m ³ -wastewater	97% net control with tight cover
Impound Basins & Ponds	negligible	negligible		Sound operating & maintenance practices
Cooling Water Towers	negligible*	negligible*		Sound operating & maintenance practices

* If historical company data and/or source specific monitoring data is not available, refer to Section 7.5.5

Dove:

Drain & Junction boxes = canali di scolo e pozzetti di raccordo.

DAF e AIF = Dissolved Air Flotation system e Induced Air Flotation system, cioè sistemi per eseguire l'operazione di flottazione.

Oil-Water separator = separatore API o simili

Cooling water tower = torre di raffreddamento e

Impound Basin & Pond = Bacino di raccolta acque piovane.

L'emissione di VOC dalle torri di raffreddamento acque è considerata trascurabile se non sono riscontrate rotture agli scambiatori di calore, nel caso ciò si verifichi e la riparazione non sia immediata, si possono usare i fattori di emissione in tabella 7-6 seguente:

Table 7-6 Emission Factors for Petroleum Refinery Cooling Towers (Source: AP-42, Section 5.1, Table 5.1-12)

	Emission Factors		Control Description
	kg/10 ⁶ L cooling water	lb/10 ⁶ gal cooling water*	
Uncontrolled Emissions	0.7	6	
Controlled Emissions	0.08	0.7	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Minimization of oil leaks into cooling water system; ➤ Cooling water monitoring for oil

* If cooling water rate is unknown, assume it to be 40 times the refinery crude feed rate to the atmospheric distillation column.



ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca
ambientale*

Emissioni dai forni, sistemi di blowdown e torce

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 i forni i fattori di emissione sono ricavabili dalle sezioni 1.3 (*"Fuel oil combustion"*) ed 1.4 (*"Natural gas combustion"*) dell'AP-42.

Per le torce si dovrebbe considerare che circa lo 0.5%p di idrocarburi rimangono incombusti; la scelta è conservativa e derivata da considerazioni sull'efficienza di combustione delle torce che normalmente si aggira sul 98%, di questo circa 1,5% è attribuibile al CO ed il resto ad idrocarburi.

Nel caso dell'impianto in argomento, nel mentre si implementerà il sistema di analisi dei gas inviati in torcia, si può utilizzare la densità del gas naturale come approssimazione (non conservativa) della densità del gas combusto in torcia. La stima in difetto che ne risulterà contribuirà in modo ragionevolmente limitato all'imprecisione totale della stima sull'intero impianto se i quantitativi inviati in torcia saranno circoscritti alle sole situazioni di vera emergenza. Quando sarà implementato il sistema di misura diretta il calcolo sarà fatto direttamente dai dati misurati in campo.



Appendice B

Determinazione rendimento di desolforazione

Il rendimento di desolforazione è, ad oggi, stimato dai dati di zolfo prodotto nel mese, zolfo emesso al camino E-17 e dai dati di zolfo in ingresso con il greggio. Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre trentasei mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio, con il seguente protocollo o con un metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).

Il rendimento di desolforazione è calcolato dai dati di monitoraggio delle quantità di zolfo entrante ed uscente dall'unità di recupero dello zolfo.

I dati necessari sono la concentrazione di idrogeno solforato in ingresso al treno di conversione Claus, la portata in ingresso, la concentrazione di biossido di zolfo all'uscita dell'ossidatore termico e la portata dei fumi.

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui e il rendimento η è calcolato come valore medio mensile dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H_2S .

I kg /h di zolfo in entrata (P_{Sin}) sono calcolati dalla formula:

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H_2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H_2S}$$

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale orario. C_{H_2S} è il valore medio orario misurato in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{H_2S} sono i pesi molecolari di S e H_2S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso orario (o volume) di gas di combustione al camino E - 17, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO_2 .

I kg/h di zolfo in uscita (P_{Sout}) sono calcolati dalla formula:

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO_2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO_2}$$

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione E - 17 ottenuto dal flusso totale orario. C_{SO_2} è il valore medio orario misurato in mg/Nm^3 . PM_S e PM_{SO_2} sono i pesi molecolari di S e SO_2 in g/g-mole. Le quantità mensili in ingresso/uscita dal SRU sono determinate moltiplicando i quantitativi orari (Kg/h) per le ore di effettivo funzionamento nel mese.

$$P_{Sin} = \sum_i P_{(Sin)i}$$

$$P_{Sout} = \sum_i P_{(Sout)i}$$

Dove i sono le ore di effettivo funzionamento.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{Sout} / P_{Sin})$$



Appendice C

Determinazione efficienza di rimozione dei VOC

L'efficienza di rimozione dei VOC è, ad oggi, tenuta sotto controllo attraverso correlazioni con dati di alcuni parametri fisico/chimici propri del sistema di abbattimento. Tale metodo di stima deve essere sostituito, entro e non oltre dodici mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio, con il seguente protocollo o con un metodo equivalente, ma di pari efficacia e rigore (che il gestore deve documentare).

L'efficienza di rimozione dei VOC è calcolata dai dati di monitoraggio delle quantità di VOC entrante ed uscente dall'unità di recupero.

I dati necessari sono la concentrazione di VOC in ingresso al sistema di recupero vapori, la portata in ingresso (o in uscita), la concentrazione di VOC all'uscita del sistema

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui e l'efficienza η è calcolata come valore medio giornaliero dei valori medi orari dei kg di VOC entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di VOC entranti sono definiti dal flusso orario (o volume) di gas trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di VOC.

I kg/h di VOC in entrata (p_{VOC_in}) sono calcolati dalla formula:

$$p_{VOC_in} = V_{in} * (C_{VOC_in} / 1000)$$

Dove V_{in} (il volume entrante è pari al volume uscente, basta determinarne uno dei due) è il volume alle condizioni normali di gas entrante al sistema di recupero vapori ottenuto dal flusso totale orario. C_{VOC} è il valore medio orario misurato in g/Nm^3 .

I kg di VOC uscenti sono definiti dal flusso orario (o volume) di gas ai camini ERV01 ed ERV02, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di VOC.

I kg/h di VOC in uscita (p_{VOC_out}) sono calcolati dalla formula:

$$p_{VOC_out} = V_{out} * (C_{VOC_out} / 1000)$$

Dove V_{out} (il volume uscente è pari al volume entrante, basta determinarne uno dei due) è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ERV01 ed ERV02 ottenuto dal flusso totale orario. C_{VOC_out} è il valore medio orario misurato in g/Nm^3 . Le quantità giorno in ingresso/uscita dal sistema di recupero vapori sono determinate moltiplicando i quantitativi orari (kg/h) per le ore di effettivo funzionamento nel giorno.

$$P_{VOC_in} = \sum_i P(VOC_in)_i ;$$

$$P_{VOC_out} = \sum_i P(VOC_out)_i$$

Dove i sono le ore di effettivo funzionamento.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

$$\eta = 100 (1 - P_{VOC_out} / P_{VOC_in})$$