



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

TRASMISSIONE VIA PEC



ISPRA

PROTOCOLLO GENERALE
Nr. 0015690 Data 10/04/2014
Tit. C Partenza



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

E.prot DVA - 2014 - 0010657 del 14/04/2014

Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
DVA - DIV. IV - AIA
Via C. Colombo, 44 - 00147 - ROMA
aia@pec.minambiente.it

p.c.

ARTA Abruzzo
sede.centrale@pec.artaabruzzo.it
ARPA Calabria
direzionescientifica@pec.arpacalabria.it
ARPA Campania
direzionegeneralcarpac@pcert.postecert.it
ARPA Emilia Romagna
dirgen@cert.arpa.emr.it
ARPA Lombardia
arpa@pec.regione.lombardia.it
ARPA Piemonte
protocollo@pec.arpa.piemonte.it
ARPA Sicilia
arpa@pec.arpa.sicilia.it
ARPA Toscana
arpat.protocollo@postacert.toscana.it
ARPA Umbria
protocollo@cert.arpa.umbria.it
ARPA Veneto
protocollo@pec.arpav.it

OGGETTO: Attuazione dei controlli previsti dall'art. 29-decies del D.Lgs. 152/06, per gli impianti di competenza statale. Trasmissione Rapporti finali ad esito delle attività di controllo ordinario.

Con riferimento alle attività di controllo ordinario condotte da questo Istituto, si trasmettono i Rapporti finali relativi agli impianti AIA statali di seguito elencati:

- CALENIA ENERGIA - Sparanise-CE - (Controllo 2013);
- EDIPOWER Piacenza-PC - (Controllo 2013, 2014);
- EDIPOWER - San Filippo del Mela-ME - (Controllo 2013);
- EDISON - Altomonte-CE - (Controllo 2012);
- EDISON - Marghera Azotati-VE - (Controllo 2013);
- EDISON - Marghera Levante-VE - (Controllo 2013);
- ENEL - Alessandria-AL - (Controllo 2013);
- ENEL - Castel San Giovanni-PC - (Controllo 2013);
- ENEL - Fusina-VE - (Controllo 2013);
- ENEL - Gualdo Cattaneo-PG - (Controllo 2013);
- ENIPOWER - Livorno-LI - (Controllo 2012, 2013);
- ENIPOWER - Ravenna-RA - (Controllo 2013);
- ENI - Raffineria di Livorno-LI - (Controllo 2012);
- ENI - Raffineria di Venezia - Porto Marghera-VE - (Controllo 2013);
- ENI - Sannazzaro de' Burgondi-PV - (Controllo 2013);
- GDF-SUEZ - Leini-TO - (Controllo 2012);
- MARCHI INDUSTRIALE - Marano Veneziano-VE - (Controlli 2012, 2013);
- ROSEN Rosignano Energia - Rosignano-LI - (Controllo 2012, 2013);
- S.E.F. - Ferrara-FE - (Controllo 2013);





ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

- SADEPAN CHIMICA – Viadana-MN – (Controllo 2012);
- SNAM RETE GAS – Messina-ME – (Controllo 2013);
- SOLVAY CHIMICA – Rosignano Marittimo-LI – (Controllo 2012);
- SORGENIA – Turano Lodigiano-LO – (Controllo 2013);
- SYNDIAL – Reparto DL – Porto Marghera-VE – (Controllo 2013);
- TERMICA CELANO – Celano-AQ – (Controllo 2012);
- VERSALIS – Porto Marghera-VE - (Controllo 2013);
- VERSALIS – Ravenna-RA - (Controllo 2013);
- VINYL ITALIA – Porto Marghera-VE - (Controllo 2013);
- YARA ITALIA – Ferrara-FE - (Controllo 2013).

I suddetti Rapporti sono disponibili sul Sito WEB-ISPRA nella “Stanza di Lavoro Controlli AIA” - (Groupware; Autorità Competente).

Con i migliori saluti.

SERVIZIO INTERDIPARTIMENTALE
PER L'INDIRIZZO, IL COORDINAMENTO E IL
CONTROLLO DELLE ATTIVITA' ISPETTIVE

Il Responsabile

Ing. Alfredo Pini

DGpostacertificata

Da: protocollo.ispra@ispra.legalmail.it
Inviato: giovedì 10 aprile 2014 12:24
A: aia@pec.minambiente.it; sede.centrale@pecartaabruzzo.it;
direzionescientifica@pec.arpacalabria.it; direzionegeneralearpac@pcert.postecert.it;
dirgen@cert.arpa.emr.it
Oggetto: ATTUAZIONE CONTROLLI PREVISTI ART 29 DECIES DLGS 152/06 IMPIANTI
COMPETENZA STATALE - RAPPORTI FINALI ESITO ATTIVITA CONTROLLO
ORDINARIO DISPONIBILI SITO WEB-ISPRA - FIRMA PINI [iride]250691[/iride]
[prot]2014/15690[/prot]
Allegati: _00318191-0.pdf; datiiride.xml

Protocollo n. 15690 del 10/04/2014 Oggetto: ATTUAZIONE CONTROLLI PREVISTI ART 29 DECIES
DLGS 152/06 IMPIANTI COMPETENZA STATALE - RAPPORTI FINALI ESITO ATTIVITA CONTROLLO
ORDINARIO DISPONIBILI SITO WEB-ISPRA - FIRMA PINI
Origine: PARTENZA Destinatari,MINISTERO AMBIENTE TUTELA TERRITORIO E MARE,ARPA
CALABRIA,ARPA EMILIA ROMAGNA,ARPA TOSCANA,ARPA ABRUZZO,ARPA PIEMONTE,ARPA SICILIA,ARPA
CAMPANIA,ARPA UMBRIA,ARPA VENETO,ARPA LOMBARDIA



ARPAV
Agenzia Regionale
per la Prevenzione e
Protezione Ambientale
del Veneto



REGIONE DEL VENETO



Direzione Tecnica
Servizio Osservatorio Grandi Rischi e IPPC
Via Lissa, 6 - 30174 Venezia Mestre Italia
Tel. +39 041 5445511 - Fax +39 041 5445500
e-mail: dapve@arpa.veneto.it - Pec: dapve@pec.arpa.veneto.it
Responsabile del Procedimento: Maurizio Vesco
e-mail: mvesco@arpa.veneto.it

ATTIVITÀ ISPETTIVA AI SENSI DEL
D.LGS. 128/2010 ART. 29- DECIES COMMA 3
EX D.LVO 59/05 ART.11

STABILIMENTO ENI R&M S.P.A RAFFINERIA DI VENEZIA

Codice e attività IPPC:

1.2 – Raffinerie di petrolio

1.1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione >50 MW

**Autorizzazione DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 scadenza
04/01/2019**

RELAZIONE CONCLUSIVA

1. PREMESSA

ISPRA con nota del 05.04.2013 prot. n. 00104783 ha comunicato l'attivazione dell'ispezione effettuata da congiuntamente da ISPRA e ARPAV Dipartimento Provinciale di Venezia ai sensi dell'art. 29-decies del D. Lgs. 152/06 e smi presso lo stabilimento ENI R&M S.p.A. Raffineria di Venezia.

L'ispezione iniziata in data 16 aprile 2013 è proseguita il giorno 17 e si è conclusa il 18 aprile.

Il gruppo ispettivo (G.I.) composto dai seguenti tecnici dell'ISPRA e dell'ARPAV Dipartimento di Venezia:

(ISPRA)

(ISPRA)

(Servizio Osservatorio Grandi Rischi e IPPC)

(Servizio Controlli Ambientali)

(Servizio Controlli Ambientali)

(Servizio Controlli Ambientali)

(Servizio Controlli Ambientali)

ha articolato l'attività di controllo in 3 giorni .

Nell'ambito di un percorso formativo condiviso con ISPRA, all'ispezione hanno partecipato come uditori i tecnici dell'APPA Trento:

L'ispezione avviata il 16/04/2013, come da verbale apertura Ispezione Ambientale (*cf. allegato A*), si è articolata nei giorni 17 aprile (*cf. allegato B*), e 18 aprile (*cf. allegato C*).

L'attività si è conclusa il 18/04/2013 come da verbale di chiusura (*cf. allegato D*).

Hanno presenziato alle attività ispettive in rappresentanza dell'azienda:

Direttore Raffineria – Gestore AIA

Responsabile HSE - Referente IPPC

Responsabile IGINO

Responsabile TECON

REOP

PERF

AMB

SERTEC

1.1 Finalità ispettive

Le attività ispettive sono state condotte con le finalità di:

- Verificare la conformità alle prescrizioni dell'AIA:
 - realizzazione degli interventi prescritti;
 - rispetto degli standard ambientali;
 - rispetto delle prescrizioni relative alla conduzione e gestione del complesso IPPC;
 - compilazione dei registri;
 - verifica della corretta conduzione dell'autocontrollo;
- sensibilizzare il gestore al raggiungimento della conformità all'AIA e all'ottimizzazione dell'attività di autocontrollo;
- acquisire le informazioni che compaiono in questa relazione finale;
- alimentare il processo del "miglioramento continuo" dei contenuti ambientali delle autorizzazioni.

A tale scopo, le attività sono state condotte tenendo conto in particolare dei seguenti dettami normativi:

- Raccomandazione 2001/331/CE del 4 aprile 2001, che stabilisce i criteri minimi per le ispezioni ambientali negli Stati membri;
- Parte II, Titolo I
- II-bis del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. (in abrogazione del D.Lgs. 59/2005 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento").

Operativamente, l'ispezione ambientale è stata sviluppata secondo le seguenti fasi:

- A. illustrazione delle finalità dell'ispezione ambientale;
 - B. verifiche di tipo documentale - amministrativo;
 - C. valutazione della corrispondenza del complesso con quanto riportato nelle planimetrie agli atti e nell'Allegato Tecnico all'AIA;
 - D. verifica dell'adempimento delle prescrizioni previste dall'AIA;
- Il gruppo ispettivo ha raccolto elementi informativi preliminari relativi all'attuazione delle prescrizioni dell'autorizzazione integrata ambientale Autorizzazione DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010 e agli esiti dell'autocontrollo dell'azienda in funzione dei risultati attesi dall'AIA.
 - A tale scopo l'azienda ha messo a disposizione tutta la documentazione prevista dal PMC.

1.2 Programma di svolgimento dell'ispezione ambientale

Nel corso dell'ispezione ambientale, è intervenuto il seguente personale tecnico ISPRA e ARPAV

<i>Personale tecnico</i>	<i>Data sopralluogo</i>	<i>Tipologia di controllo</i>	<i>Attività sopralluogo svolta</i>
	16 aprile 2013	Documentale, tecnico e gestionale	Presentazione del GI e illustrazione delle attività previste Sopralluogo impianti Verifica dello stato di attuazione delle prescrizioni generali PIC e PIC
	17 aprile 2013	Documentale, tecnico e gestionale	Verifica dello stato di attuazione delle prescrizioni dell'autorizzazione Verifiche matrice aria Verifiche matrice acqua Verifica matrice rifiuti e sopralluogo aree destinate al deposito temporaneo rifiuti
	18 aprile 2013	Documentale, tecnico e gestionale	Completamento verifica stato attuazioni PMC Presentazione al Gestore delle risultanze dell'attività di controllo ordinario svolta

2. DESCRIZIONE DELLO STABILIMENTO E DEL SITO

2.1 Descrizione dello stabilimento

Ragione sociale:	ENI Spa – Divisione Refining and Marketing–Raffineria di Venezia
Sede legale:	Piazzale Enrico Mattei, 1 00144 (Roma)
Sede operativa:	Via dei Petroli 4, 30175 Porto Marghera (VE)
Tipo di impianto:	Esistente
Codice e attività IPPC:	Categoria 1.2 – Raffinerie di petrolio Categoria 1.1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50 MW
Classificazione NACE:	19.20 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio
Classificazione NOSE-P:	105.08 Trasformazione di prodotti petroliferi
Gestore:	Paolo Leonardi
Rappresentante legale:	Angelo Fanelli, Via Laurentina, 449 ROMA
Referente IPPC:	Luigi Russo, luigi.russo@eni.it , 041-5331296

La Raffineria è dotata di un proprio sistema di gestione ambientale, essendo certificata ISO14001 ed inoltre ha ottenuto la registrazione EMAS il cui rinnovo è stato registrato il 13/07/2012 con scadenza 10/04/2014.

La Raffineria Eni di Venezia, è idealmente suddivisa in unità di raffinazione vere e proprie, in servizi ausiliari, dove è prodotta l'energia termica ed elettrica, ed in impianti ausiliari al processo. Inoltre, la raffineria utilizza proprie infrastrutture portuali e di terra per mezzo delle quali il grezzo è avviato alla lavorazione.

Il sito dell'impianto è suddiviso in quattro aree:

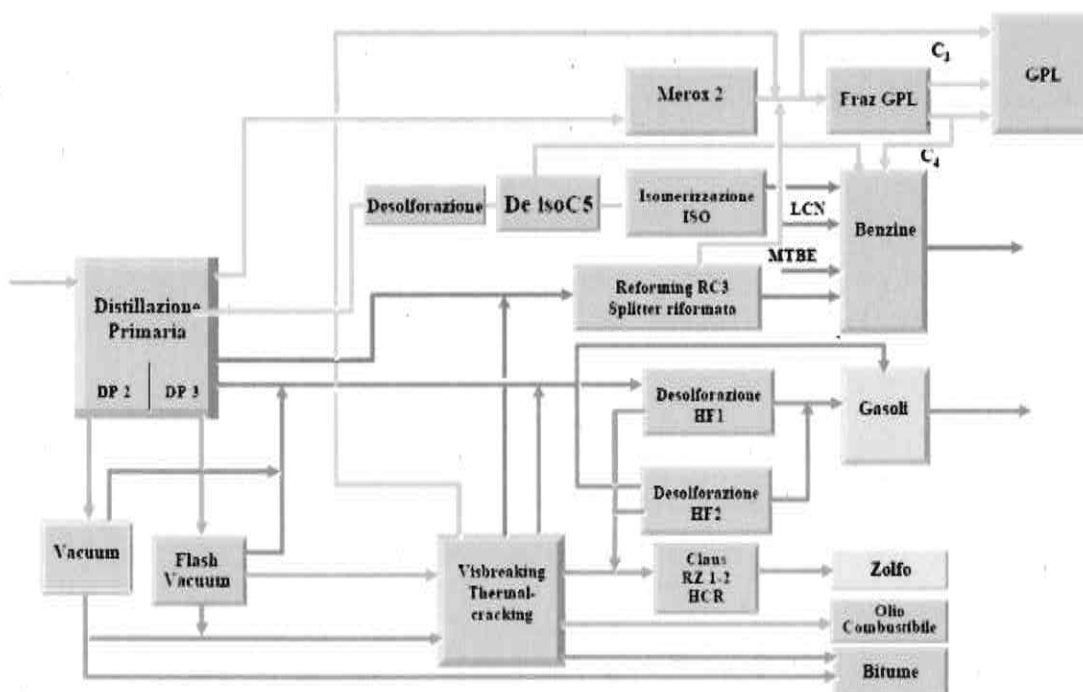
1. Raffineria, area di stoccaggio dei vari prodotti e degli impianti di processo;
2. Zona Nord-Est, adibita allo stoccaggio ed alla spedizione via terra di prodotti finiti (GPL, benzine, petroli, gasoli e oli combustibili) oltre al ricevimento via terra di greggio di provenienza nazionale.
3. Isola dei Petroli adibita allo stoccaggio del greggio, collegata tramite oleodotto sublagunare (diametro di 107 cm e lunghezza di circa 11 km) al Pontile di San Leonardo per l'attracco delle navi di rifornimento greggio.
4. Stabilimento APL (Ex STAP) per la produzione di grassi e oli lubrificanti attualmente non più in produzione dal mese di agosto 2012 dell'unità produttiva dell'impianto APL (Area Produzione Lubrificanti), precedentemente denominato STAP (Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera)

La Raffineria ENI R&M di Venezia impiega complessivamente 340 persone, suddivise in 160 giornalieri e 180 turnisti.

Dal 1990 ad oggi, il ciclo produttivo non ha subito sostanziali variazioni. La raffineria ha proceduto ad operazioni di revamping del topping e degli impianti di idrodesolforazione (con impiego di catalizzatori più adeguati) a seguito dell'ulteriore riduzione del tenore di zolfo nei gasoli.

La raffineria è idealmente suddivisa in unità di raffinazione vere e proprie, in servizi ausiliari, dove è prodotta l'energia termica ed elettrica, ed in impianti ausiliari al processo. Inoltre, la raffineria utilizza proprie infrastrutture portuali e di terra per mezzo delle quali il greggio è avviato alla lavorazione.

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione. Il quadro degli impianti presenti è riportato nello schema e nella tabella a seguire.



La fase di raffinazione comprende tutti processi svolti nelle seguenti unità:

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distillazioni Primarie 2 – DP2	Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Distillazione Primaria 3 – DP3	Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Desolforazione GPL – Mercox 2	Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL.
Isomerizzazione – ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera. Nel 2008 adeguamento tecnologico impianto con conversione a tecnologia Penex (capacità 744 t/d).
Reforming Catalitico 3 – RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche.
Splitter GPL – SGPL	Separazione del Propano C3 dal Butano C4.

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Visbreaking/Thermal Cracking VB/TC	Processo di conversione termica dei distillati pesanti in prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio); i prodotti residui sono usati per la produzione di olio combustibile e bitume.
Desolforazione Gasolio/kerosene 1 - HF1	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo.
Desolforazione Gasolio/kerosene 2 - HF2	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo.
Unità 22 - Rigenerazione Ammine	Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas degli impianti di desolforazione mediante la separazione dell'H ₂ S.
Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR	Unità in cui il gas acido (H ₂ S) è convertito in zolfo liquido.
Strippaggio Acque Acide – SWS1, SWS2 e SWS3	Unità in cui le acque acide sono pretrattate per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ e idrocarburi.
Trattamento Acque Reflue TE	Unità a cui affluiscono tutte le acque di impianto (meteoriche, civili, processo) mediante la rete fognaria e sono trattate prima di essere scaricate a mare. Tale unità di trattamento, attualmente risulta disattivata in quanto i reflui vengono inviati via tubo per il trattamento alla Società SIFA collocata all'interno del sito Petrolchimico di Porto Marghera.

Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
Cogenerazione vapore e energia elettrica [COGE]	Unità in cui sono prodotti il vapore di processo e l'energia elettrica necessaria per i servizi di raffineria e per gli offsites.
Distribuzione energia elettrica	Cabine e sottostazioni elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
Blow-down e torcia	La raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas. L'unità DP2 risulta asservita da un sistema con torcia fredda.
Produzione aria compressa e distribuzione	La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti.
Distribuzione acque industriali e di refrigerazione	L'approvvigionamento di acqua avviene da tre distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"> • acqua potabile, fornita dalla rete pubblica dell'Acquedotto Comunale Ve.S.T.A.; • acqua mare di raffreddamento, proveniente dal Canale V. Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio; • acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demi e come acqua industriale, proveniente dal fiume Sile e fornita mediante Convenzione dal Consorzio Utenti Acquedotti Industriali (CUAI).

2.2 Descrizione del sito

La raffineria di Venezia, gestita dalla Società ENI R&M, è inserita nella prima zona industriale di Porto Marghera (VE). L'area complessiva della raffineria occupa una superficie di circa 110 ettari.

Le principali società che operano nelle immediate vicinanze della Raffineria sono le seguenti:

PetroVen (deposito di carburanti soggetto all'art.8 del D.lgs.334/99)

SACAIM (impresa di servizi per l'industria)

AIM Bonifiche (stabilimento di trattamento e smaltimento rifiuti pericolosi)

Cereal Docks (deposito oli vegetali)

Nell'area delimitata dalla circonferenza con raggio di 5 Km dal centro della raffineria, rientrano parzialmente le aree dei centri urbani di Mestre a circa 3 Km e di Venezia a circa 4 Km. Le scuole più vicine si trovano a Mestre a circa 3 Km, mentre il nuovo ospedale di Mestre e il Comando Provinciale dei VV.F di Venezia si trovano a circa 8 Km. La stazione ferroviaria di Mestre si trova a circa 3,5 Km.

2.3. Ambiente e sicurezza

La Raffineria di Venezia costituisce una attività a rischio di incidente rilevante ai sensi del D. Lgs. 334/99. In ottemperanza all'art. 8 di tale decreto la società ha predisposto nell'ottobre 2010 il Rapporto di Sicurezza.

Nella Raffineria infatti si sviluppano propriamente le attività descritte al punto 2 dell'All. A al D. Lgs. 334/99, e, nel complesso di tali attività, sono utilizzate sostanze e preparati riportati nell'All. I parte prima:

“gas liquefatti estremamente infiammabili e gas naturale”

“prodotti petroliferi”

e nelle categorie della parte seconda:

"liquidi facilmente infiammabili (R11)"

"liquidi estremamente infiammabili (R12)"

"sostanze pericolose per l'ambiente (R51/53)"

in quantitativi eccedenti le soglie previste per la presentazione del Rapporto di Sicurezza.

Il dettaglio delle sostanze pericolose è il seguente:

ALLEGATO I - Parte 1*Sostanze specificate*

Colonna 1	Colonna 2	Colonna 3		
Sostanze pericolose	Quantità limite (t) ai fini dell'applicazione		Quantità detenuta (t)	Stato Fisico
	Notifica (art. 6)	Rapporto di Sicurezza (art. 8)		
Acetilene	5	50	0,05	Gas
Idrogeno	5	50	1,56	Gas
Gas liquefatti estremamente infiammabili e gas naturale	50	200	3201	Gas
Ossigeno	200	2000	57,02	Gas
Prodotti petroliferi Benzina, kerosene, gasolio e petrolio grezzo	2500	25000	834582	Liquido

ALLEGATO I - Parte 2*Categorie di sostanze e preparati non indicati in modo specifico nella Parte 1*

Categorie delle sostanze pericolose		Quantità limite (t) ai fini dell'applicazione		Quantità detenuta (t)
		Notifica (art. 6)	Rapporto di Sicurezza (art. 8)	
1	Molto tossiche	5	20	1,60
2	Tossiche	50	200	0,04
3	Comburenti	50	200	---
4	Esplosive (frase di rischio R2)	50	200	---
5	Esplosive (frase di rischio R3)	10	50	---
6	Infiammabili (R10)	5.000	50.000	23,72
7a	Facilmente infiammabili (R17)	50	200	---
7b	Liquidi facilmente Infiammabili (R11)	5.000	50.000	7970
8	Estremamente Infiammabili (R12)	10	50	1077
9i	Sostanze pericolose per l'ambiente (R50)	100	200	21,70
9ii	Sostanze pericolose per l'ambiente (R51/53)	200	500	971
10i	Altre categorie (R14 e R14/15)	100	500	---
10ii	Altre categorie (R29)	50	200	---

3. STATO DI ESERCIZIO DEGLI IMPIANTI E ATTUAZIONE DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il gruppo ispettivo ISPRA –ARPAV ha riscontrato nell’ambito dell’ispezione che la raffineria è stata interessata da una fermata per circa 6 mesi degli impianti di produzione, come comunicato da ENI via fax alle Autorità competenti il 27/10/2011. La raffineria è stata quindi rimessa in marcia nel mese di maggio 2012, e con il riavvio degli impianti è ripresa la piena attuazione delle attività previste nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

Anche nel corso del 2013 ENI ha provveduto ad effettuare la fermata produttiva degli impianti di raffineria per eseguire una manutenzione ordinaria.

A tal proposito con nota del 18/01/2013 ENI R&M ha comunicato al MATTM, ISPRA, ARPAV e al CTR dei VV.F, la fermata degli impianti di produzione al fine di effettuare alcune attività di manutenzione programmate. Contestualmente ENI ha provveduto alla fermata anche dell’impianto di cogenerazione (COGE) con il mantenimento in esercizio della sola caldaia B02 in assetto non cogenerativo. Nel periodo di fermata impianti il Gestore ha provveduto a sospendere le attività previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo relative all’esercizio degli impianti stessi. Tali attività sono state quindi posticipate al riavviamento degli impianti, avvenuto a partire dalla giornata del 25/02/2013 come comunicato da ENI via FAX alle Autorità competenti. All’atto dell’ispezione ordinaria gli impianti risultano in regolare marcia.

Inoltre con nota DIR 099/LR.cz del 18 settembre 2012 il Gestore ha comunicato la fermata dal mese di agosto 2012 dell’unità produttiva dell’impianto APL (Area Produzione Lubrificanti), precedentemente denominato STAP (Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera)

ENI con la nota DIR 069/LR.cz del 29/04/2013, in ottemperanza a quanto previsto al par. 14 del PMC, di presentare entro il 30 Aprile di ogni anno un Rapporto annuale che descrive l’esercizio dell’impianto nell’anno precedente, ha provveduto a presentare il rapporto riferito all’anno 2012 su supporto informatico ed organizzato secondo lo schema contenuto nel Piano medesimo.

I dati ambientali presentati, sono stati raccolti con le modalità richieste dal Decreto AIA.

4. AZIONI INTRAPRESE DAL GESTORE A RISCONTRO DELLE CONCLUSIONI DEL PRECEDENTE CONTROLLO ORDINARIO 2012

Con riferimento alle risultanze derivanti dal precedente controllo ordinario 2012, si è evidenziato che poiché la produzione della raffineria, come comunicato dal Gestore dello stabilimento alle Autorità competenti via fax il 27/10/2011, è stata sospesa per un periodo di circa sei mesi, ENI R&M non ha potuto dare piena attuazione ai controlli previsti e indicati nel Piano di Monitoraggio e Controllo, per le unità produttive poste fuori esercizio.

Di seguito, tratta dalle conclusioni della precedente ispezione ordinaria 2012, si riporta una tabella riepilogativa delle attività legate all'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo che a causa della fermata della raffineria sono state posticipate al riavviamento degli impianti avvenuto del mese di maggio 2012.

<i>Rif. PMC/PIC</i>	<i>Adempimenti Piano di Monitoraggio e Controllo e PIC</i>	<i>Attività da eseguirsi con il riavviamento degli impianti</i>	<i>Riscontro esecuzione attività post- avviamento</i>
1.2 PMC	Caratteristiche dei combustibili		
	Analisi elementare mensile dei combustibili	Le analisi sul Fuel Gas sono state eseguite sino al mese di Ottobre 2011 sino alla cessazione di produzione del Fuel gas per consumi interni. Le analisi riprenderanno con la produzione di fuel gas con il riavvio degli impianti	Le analisi sul Fuel Gas sono regolarmente riprese dal mese di maggio 2012 con il riavvio degli impianti.
2.1 PMC	Emissioni convogliate		
	Autocontrolli emissioni tab. 4 del PMC (Rif. p.ti 4 e 23 relazione)	La seconda campagna semestrale di monitoraggio delle emissioni in atmosfera per i camini in bolla prevista per il secondo semestre 2011 non è stata effettuata causa la fermata degli impianti. La prossima campagna è programmata a partire dal mese di giugno 2012 dopo il riavvio della produzione. Contestualmente è previsto il completamento del bilancio emissivo dei composti del Cloro.	Si è riscontrato che la seconda campagna semestrale di monitoraggio delle emissioni in atmosfera per i camini in bolla prevista, ma non eseguita nel secondo semestre 2011 a causa della fermata degli impianti, è stata effettuata a partire dal mese di giugno 2012 dopo il riavvio degli impianti. Contestualmente è ripreso il bilancio emissivo dei composti del Cloro.

Rif. PMC/PIC	Adempimenti Piano di Monitoraggio e Controllo e PIC	Attività da eseguirsi con il riavviamento degli impianti	Riscontro esecuzione attività post-avviamento
2.1 PMC	Emissioni convogliate		
	<p>Autocontrolli emissioni tab. 5 del PMC (Rif. p.ti 4 e 23 relazione)</p>	<p>Causa la fermata degli impianti produttivi, il Gestore ha potuto eseguire parte del programma di misure e precisamente: Unità Recupero Vapore (URV) S29; cappe S35/01, /02, /05, /06, /08, /09, /10, /14, /15, /16, /17, /18, /19 e /20. E' programmato che i rimanenti punti di emissione, non rientranti nel calcolo della bolla e riportati in tabella 5, vengano monitorati alla ripresa dell'attività produttiva. Il Gestore ha comunicato con nota DIR 138/FZ.cz del 23/11/2011 al punto H, la disattivazione dei punti di emissione E21 (riscaldamento serbatoio bitume 601) e S38 (cappe di laboratorio SOIMOVSPED).</p>	<p>ENI R&M, dopo il riavvio degli impianti ha provveduto ad eseguire i campionamenti ed analisi dei punti di emissione, non rientranti nel calcolo della bolla e riportati in tabella 5. Il gruppo ispettivo ha provveduto a verificare a campione il rispetto dei limiti indicati in autorizzazione degli impianti di recupero vapori afferenti ai camini S29 (Zona Nord Est – carico ATB e FC) e S42 relativo all'impianto recupero vapori carico navi. A tal proposito si è preso visione rispettivamente delle relazioni EZI del 22/01/2013 relative alle attività di campionamento ed analisi eseguite in data 28/11/2012 (II semestre) e relazione EZI del 21/01/2013 relativa a campionamenti ed analisi del 21/12/2012. Dai risultati dell'attività di campionamenti ed analisi svolte si riscontra il rispetto dei Valori Limite di Emissione dell'allegato VII alla parte V del D.Lgs.152/06.</p>
2.4 PMC	Installazione sistema di campionamento automatico emissioni sistema torcia (Rif. P.to 5 relazione)	<p>ENI R&M ha provveduto ad installare un sistema di campionamento automatico mediante canister dei gas inviati alla combustione in torcia. Tale sistema verrà messo in esercizio dopo la riaccensione della torcia e con l'esercizio a regime degli impianti di Raffineria previsto a partire da fine aprile 2012. La Raffineria prevede con la messa in esercizio dell'impianto di predisporre un'istruzione operativa per la gestione dell'attività di campionamento mediante canister per il controllo delle apparecchiature e la successiva gestione del campionamento e delle modalità di analisi.</p>	<p>Il sistema di campionamento delle emissioni in torcia tramite canister è stato messo in esercizio dopo la riaccensione della torcia e con l'esercizio a regime degli impianti di Raffineria a partire dal mese di maggio 2012. La Raffineria ha predisposto un'istruzione operativa (IO/SOI PROSER n. 001 del 29/05/2012) per la gestione dell'attività di campionamento mediante canister, per il controllo delle apparecchiature di campionamento e per la successiva gestione delle modalità di analisi. Si è preso visione della registrazione dell'attività di campionamento e analisi (rapporto di Prova CHELAB 12/000389733) effettuata in occasione dello scarico in torcia avvenuta il 30/08/2012 a seguito di un transitorio di impianto.</p>

<i>Rif. PMC/PIC</i>	<i>Adempimenti Piano di Monitoraggio e Controllo e PIC</i>	<i>Attività da eseguirsi con il riavviamento degli impianti</i>	<i>Riscontro esecuzione attività post-avviamento</i>
2.2 PMC	Emissioni fuggitive		
	Presentazione di un programma di attuazione del protocollo LDAR e attivazione monitoraggio (Rif. P.to 7b relazione)	<p>A seguito della fermata straordinaria della Raffineria avvenuta a partire dal mese di ottobre 2011, il Gestore con nota ENI DIR 140/FZ.cz del 28/11/2011, punto 2.2 dell'allegato, ha comunicato che alcune attività di monitoraggio non sono tecnicamente eseguibili e saranno posticipate al riavviamento degli impianti previsto per l'inizio di maggio 2012. Tra queste attività non eseguibili risulta compreso anche lo slittamento del programma LDAR e relativi monitoraggi. Il Gestore ha quindi dichiarato che il crono programma riportato nella nota prot. DIR 083 del 04/07/2011 dovrà essere aggiornato e ritrasmesso. Il gestore predisporrà entro il 30 Aprile 2012 un aggiornamento del documento di programma dei controlli LDAR. ARPAV chiede al Gestore di essere informata dell'attivazione dei controlli per poter assistere a campione ad alcune misurazioni definite nell'ambito della programmazione.</p>	<p>Il Gestore ha presentato a causa della fermata degli impianti un aggiornamento del crono programma con nota ENI DIR 042/LR. Cz del 30/04/2012. Con la revisione del crono programma è previsto il completamento dell'attività entro il secondo trimestre 2013. Nel corso del 2012 le attività di LDAR sono state riprese dopo l'avviamento impianti di maggio 2012. Nella fattispecie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nel 2° trimestre 2012 è stato eseguito il monitoraggio dell'impianto VB/TC - nel 3° trimestre 2012 è stato eseguito il monitoraggio degli impianti RC3, HF1 e HF2 - nel 4° trimestre 2012 è stato eseguito il monitoraggio degli impianti RZ1, RZ2, PV1, SPL GPL e della rete fuel gas /torcia. <p>Nel 2013 le attività di monitoraggio LDAR sono state nuovamente sospese a partire dal 18/01/2013 fino a marzo 2013 per una fermata degli impianti per manutenzione. Il gruppo ispettivo ha preso visione dello stato avanzamento dell'attività relativo all'ultimo programma aggiornato LDAR.</p>

Rif. PMC/PIC	Adempimenti Piano di Monitoraggio e Controllo e PIC	Attività da eseguirsi con il riavviamento degli impianti	Riscontro esecuzione attività post-avviamento
9.3 PIC	Gestione serbatoi e pipe-way		
	Predisposizione di un programma di controllo e verifica, a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio idrocarburi.	Per il 2012 sono pianificate le attività di manutenzione per l'applicazione del doppio fondo ai serbatoi S111 (contenente gasolio semi lavorato), S732 (contenente gasolio finito), S109 (contenente benzina semi lavorata) e S164 (contenente greggio). Eventuali variazioni in merito all'intervento di applicazione dei doppi fondi potranno essere comunicate dal Gestore.	Risulta completata la realizzazione della manutenzione completa del serbatoio S111 (contenente gasolio semi lavorato) compreso il doppio fondo. I doppi fondi sono stati quasi ultimati anche nei serbatoi S732 (contenente gasolio finito), S109 (contenente benzina semi lavorata) e S164 (contenente greggio). Il programma 2013 prevede l'avvio dell'attività di adeguamento (doppio fondo) dei serbatoi S165 (greggio), S 517 (benzina), S 726 (gasolio) e S 155 (greggio). Di questi il serbatoio S165 è già stato messo fuori servizio e bonificato per l'inizio attività di adeguamento.
9.0 PMC	Monitoraggio 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 emissione di sostanze odorigene all'interno della raffineria.	Come richiesto da verbale di riunione ISPRA – ARPAV – ENI del 15/03/2011 al punto 19, il Gestore ha trasmesso con nota DIR 111/FZ.cz del 28/09/2011 un Protocollo di Monitoraggio delle emissioni odorigene in cui fa riferimento all'applicazione dell'olfattometria dinamica (UNI EN 13725:2004). La prima campagna olfattometrica verrà effettuata a partire da maggio 2012 dopo il riavvio degli impianti e secondo il protocollo di monitoraggio presentato dal Gestore.	E' stata eseguita la prima campagna olfattometrica secondo il Protocollo di monitoraggio presentato dal Gestore. L'attività di audit volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorigene all'interno della raffineria è stata svolta nelle giornate del 16-17 e 18 luglio 2012.

Di seguito si riporta la lista di riscontro dell'attività di controllo effettuata congiuntamente nelle giornate del 16-17 e 18 aprile da funzionari ISPRA e ARPAV.

5. LISTA DI RISCONTRO ATTIVITA' DI CONTROLLO 15-16 E 17 APRILE

VERIFICA OTTEMPERANZA PRESCRIZIONI INTRODUTTIVE AL DECRETO AIA		
<i>Riferimento</i>	<i>Prescrizione</i>	<i>Attività di controllo</i>
1. Par. 8	Versamento tariffa controllo ordinario anno 2013 e rinnovi registrazioni EMAS dell'organizzazione	Riscontro versamento tariffa
		<i>Note</i>
		<p>1. Con nota ENI prot. DIR 022/FZ.cz del 30/01/2013, trasmessa a MATTM – ISPRA - ARPAV, il Gestore ha comunicato di aver provveduto al versamento della tariffa di controllo ordinario per l'anno 2013 per un importo pari a 4905 €. A riscontro il Gestore ha provveduto ad allegare copia del bollettino di versamento con nota ENI DIR 035/FZ.CZ del 07/02/2013.</p> <p>L'organizzazione è registrata EMAS con il n° di registrazione IT- 000147. Il certificato è stato rinnovato il 13 luglio 2012 e ha validità fino al 10 aprile 2014. Il Gestore ha comunicato alle Autorità competenti con nota DIR 072/LR del 21/06/2012 il rinnovo del certificato di registrazione.</p>

VERIFICA OTTEMPERANZA PRESCRIZIONI INDICATE AGLI ARTICOLI DEL PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

<i>Riferimento</i>	<i>Prescrizione</i>	<i>Attività di controllo</i>	<i>Note</i>
2. Par. 9.1	Capacità produttiva massima autorizzata: è di 4.550.000 t/a di petrolio greggio.	Riscontro rispetto massima capacità produttiva	<p>2. Il gestore ha dichiarato che la capacità di produzione della Raffineria nel corso del 2012, intesa come petrolio greggio lavorato è stata di circa 2.290.245 tonnellate. Si evidenzia che la riduzione dei quantitativi di greggio lavorato nel corso del 2012 è da attribuirsi alla fermata della produzione della raffineria nei primi quattro mesi.</p> <p>Successivamente nel corso del 2013 gli impianti sono stati fermati nel periodo dal 18/01/2013 al 06/03/2013 e ad oggi gli impianti risultano in regolare marcia. Il Gestore ha provveduto a comunicare anticipatamente a mezzo fax il periodo di fermata e riavvio degli impianti.</p>
3. Par. 9.2	Verificare attraverso un controllo documentale che: - Il contenuto massimo di zolfo nel	Riscontro analisi combustibili	<p>3. Il Gestore ha dichiarato di aver effettuato anche nel corso del 2012 le analisi mensili per la determinazione del contenuto di zolfo nel Fuel gas e Fuel oil. Il gruppo ispettivo ha preso riscontro che si provvede ad eseguire l'analisi mensile del contenuto di zolfo sul Fuel-oil e Fuel – gas .</p> <p>Relativamente al contenuto di zolfo nel Fuel-oil, dai RdP Chelab n. 12/000238545 del 17/05/2012, n. 12/000238551 del 25/06/2012 n. 12/000321712 del 25/07/2012 si riscontrano i seguenti valori % di</p>

	<p>Fuel Gas destinato al riutilizzo come combustibile, sia inferiore a 500 ppm come S, nella prima fase e inferiore a 200 ppm dal 01/01/2015</p>		<p>contenuto dello zolfo: rispettivamente 0,866, 0,887 e 0,881. Per quanto riguarda il tenore di zolfo nel fuel gas dai rapporti di prova emessi si riscontra un contenuto di zolfo minore di 500 ppm. Con nota ENI DIR 138 del 23/11/2011 la ditta ha inoltrato al MATTM istanza ai sensi dell'art. 29 nonies sulla qualità del fuel oil (nota G istanza) per portare il contenuto di zolfo dallo 0,85% massimo al 1%. Il MATTM ha accolto l'istanza del Gestore con lettera prot. DVA-2012 - 0004633 del 23/02/2012. Attualmente non risulta concluso l'iter del procedimento. Il gestore evidenzia che decorsi i 60 giorni previsti dall'art. 29 nonies, preso atto dell'accoglimento dell'istanza ha proceduto all'attuazione a quanto richiesto. Il Gestore ha confermato i vincoli tecnici di reperibilità sul mercato di combustibili a tenore di zolfo inferiori allo 0,85%.</p>
<p>4. Par. 9.2.3</p>	<p>Verificare per le emissioni diffuse e fugitive lo stato di avanzamento della copertura vasche di disoleazione e abbattimento VOC da realizzarsi entro il 31/12/2012 e che il Gestore abbia presentato un programma LDAR contenente l'indicazione della sequenza degli impianti, delle tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario), e delle metodologie e strumenti da adottare.</p>	<p>Verifica documentazione emissioni diffuse LDAR</p>	<p>4. ISPR, con nota prot. 0025634 del 03/08/2011, ha richiesto di anticipare al 30/09/2012 i termini di scadenza per procedere alla copertura delle vasche di disoleazione e abbattimento VOC. Entro fine settembre 2012 sono stati ultimati i lavori di copertura delle 3 vasche API. A partire dal mese di ottobre 2012 il gestore ha provveduto ad effettuare le misure mensili per la verifica dell'abbattimento dei VOC e del rendimento del sistema di captazione. Tale attività è stata effettuata mediante 6 campagne analitiche mensili che sono iniziate in ottobre con la messa in esercizio a regime dell'impianto di copertura. Il gruppo ispettivo ha preso in visione i report relativi alle 6 misure mensili effettuate. In particolare si è presa visione della relazione EZI di verifica della resa di abbattimento del mese di dicembre 2012 comprensiva dei report dei punti di emissione a monte e a valle e della relazione riepilogativa del periodo ottobre 2011 - marzo 2012. Le metodiche utilizzate dal laboratorio EZI incaricato sono conformi a quanto previsto dalla normativa e anche i tempi e il numero delle attività di campionamento risultano conformi. Dalle conclusioni dell'attività svolta si evidenzia che la resa di abbattimento media del sistema risulta pari a 97,12 %. A completamento dell'attività di monitoraggio mensile, saranno eseguiti con frequenza semestrale i controlli della resa di abbattimento. Con riferimento alla presentazione di un programma LDAR, in allegato alla nota ENI DIR 083/L.R.cz del 04/07/2011 il Gestore ha provveduto a presentare il programma LDAR richiesto. A seguito della fermata straordinaria della Raffineria avvenuta a partire dal mese di ottobre 2011, il Gestore con nota ENI DIR 140/FZ.cz del 28/11/2011, punto 2.2 dell'allegato, ha comunicato che alcune attività di monitoraggio non sono tecnicamente eseguibili e saranno posticipate al riavviamento degli impianti previsto per l'inizio di maggio 2012. Tra queste attività non eseguibili risulta compreso anche lo slittamento del programma LDAR e relativi monitoraggi. Il Gestore ha quindi dichiarato che il crono programma riportato nella nota prot. DIR 083 del 04/07/2011 dovrà essere aggiornato e ritrasmesso entro 30 aprile 2012. A tal proposito il gestore ha predisposto e trasmesso con nota DIR 042/12 del 30 aprile 2012 un nuovo programma di controlli LDAR.</p>

VERIFICA ATTUAZIONE PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO RAFFINERIA

APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DELLE MATERIE PRIME			
Riferimento	Prescrizione	Attività di controllo	Note
5. Par. 1.1	<p>“Consumi /utilizzi di materie prime”</p> <p>Verificare che il Gestore provveda alla registrazione almeno dei consumi di greggio, semilavorati, idrogeno, additivi di blending, Chemicals, metano, fuel gas e oil, secondo le modalità riportate nella tabella 1 al capitolo 1 del PMC;</p>	<p>Verifica consumi materie prime</p>	<p>5. Dal documento di bilancio merci del 2012 predisposto dall’Azienda dove sono riportati tutti i consumi di materie prime (greggi) e semilavorati si rileva che:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la somma dei greggi già indicata al precedente punto 2. è pari a 2.290.245 ton; - la somma dei semilavorati destinati al blending, costituiti essenzialmente da biodiesel, bio ETBE, LCN e LCO; e dei semilavorati destinati alla lavorazione, costituiti essenzialmente da residui da topping, gasoli semilavorati e virgin nafta semilavorata, è pari a 292.692 ton; - la somma del fuel gas, per consumi interni, è pari a 93.648 ton; - la somma del fuel oil, per consumi interni, è pari a 82.374 ton; - la somma degli additivi al blending (sia quelli di natura fiscale che quelli migliorativi delle qualità dei prodotti finiti) è 292 ton. <p>Il Gestore dispone di un documento di riepilogo dei chemicals utilizzati nel processo, sostanzialmente costituiti da sostanze chimiche (azoto, ossigeno, idrogeno, acido solforico, soda caustica, percloro etilene, etc.) i cui quantitativi vengono indicati nel report annuale.</p>
6. Par. 1.1	<p>“Consumi /utilizzi di materie prime”</p> <p>In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili, verificare che il gestore abbia presentato entro 6 mesi dal rilascio dell’AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sui singoli flussi da attuare entro i termini di validità dell’AIA.</p>	<p>Verifica consumi materie prime</p>	<p>6. Con nota DIR 083/LR.cz del 04/07/2011 è stato trasmesso il piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze relativamente al consumo di combustibili. Il Gestore dispone di un sistema di misura del fuel gas costituita dagli strumenti 29FI070 per gli impianti di processo; 32FC153, 32FC268 e 32FC292 per l’impianto COGE. Mentre le misure del fuel oil sono determinate per mezzo misura di differenza dei livelli nei 3 serbatoi dedicati.</p> <p>Relativamente all’introduzione di metano attivato nel marzo 2013 il Gestore ha indicato che la misurazione avviene tramite due specifici strumenti identificati con le sigle 37FT032 e 37FT027 come evidenziato nella comunicazione ENI prot. DIR 040 del 19/02/2013.</p>

<p>7. Par. 1.2</p>	<p>“Caratteristiche combustibili” Verificare che il Gestore effettui mensilmente l’analisi elementare, evidenziandone in particolare la % di zolfo, del greggio e dei combustibili (metano, fuel gas, gasolio e fuel oil)</p>	<p>Verifica caratteristiche dei combustibili</p>	<p>7. La caratterizzazione del greggio viene effettuata ad ogni arrivo nave. A riscontro si è presa visione del foglio riassuntivo predisposto dal Gestore, con indicato tutte le analisi effettuate nel corso delle forniture di greggio avvenute nel 2012. Relativamente alla percentuale di zolfo presente nel fuel oil e nel fuel gas si rimanda al punto 3 del presente piano d’ispezione. Per il gasolio, utilizzato nei gruppi elettrogeni, nelle motopompe antincendio e negli impianti di riscaldamento di alcuni fabbricati, essendo un prodotto acquistato sul mercato, non vengono eseguite specifiche analisi da parte di ENI ma acquisite le schede prodotto del fornitore, come comunicato e concordato al punto 3 del verbale di riunione con ISPRA/ARPAV della videoconferenza del 15.3.2011.</p>
<p>8. Par. 1.3</p>	<p>“Consumi idrici” Verificare che il Gestore effettui con cadenza mensile la registrazione dei consumi idrici (acqua mare, acque da acquedotto CUAL, acqua potabile, acqua da impianto di depurazione), deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.</p>	<p>Verifica consumi idrici</p>	<p>8. La determinazione dei consumi idrici relativi all’acqua mare avviene tramite 2 misuratori di portata posti sul collettore principale (31FI082 e 31FI083). Per l’intero 2012 non si è utilizzato l’impianto di depurazione biologico avendo il Gestore inviato a SIFA integralmente i propri reflui. Le acque superficiali da acquedotto CUAL e le acque potabili da acquedotto VERITAS sono misurate tramite contatore. Sono state inoltre approvvigionate da SIFA acque ad uso industriale (acque reflue trattate) che vengono misurate con lo strumento 30 FI 070. Il Gestore registra mensilmente i flussi. Si riportano a consuntivo per il 2012 i dati dei consumi idrici:</p> <ul style="list-style-type: none"> - acqua mare 39.670.018 m³; - acqua industriale da CUAL 1.796.209 m³; - acqua potabile 108.438 m³; - acqua industriale in arrivo da SIFA: 215.376 m³ - acqua reflua conferita a SIFA 2.100.487 m³.
<p>9. Par. 1.4</p>	<p>“Consumi energetici” Verificare che il Gestore effettui con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica assorbita da rete e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta e quella ceduta a terzi.</p>	<p>Verifica consumi energetici</p>	<p>9. Il Gestore rileva i dati giornalieri dei consumi energetici (energia elettrica e termica) e provvede alla registrazione mensile degli stessi. Per quanto riguarda l’energia elettrica nel 2012 si è registrato un consumo lordo di 137.587.317 kWh Per quanto riguarda l’energia termica nel 2012 si è registrato un consumo lordo di 848.731 tonnellate di vapore prodotto ad alta pressione (42 bar).</p>

<p>10. Par. 1.5</p>	<p>“Bilancio dello zolfo” Verificare che venga eseguito con frequenza mensile il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo nel quale dovrà essere chiaramente indicato se il singolo dato riportato è derivante da una misura/stima/calcolo e il corrispondente sistema di misura o stima/calcolo</p>	<p>Verifica bilancio dello zolfo</p>	<p>10. Con nota DIR 021/FZ.cz del 27/02/2012 il Gestore ha inoltrato istanza al MATTM ai sensi dell'art. 29-nonies del D. Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. per eseguire il bilancio dello zolfo su base annuale come già anticipato negli incontri ISPRA – ARPAV del 15/03/2011. Il MATTM ha accolto l'istanza del Gestore con lettera prot. DVA-2012 – 0007241 del 23/03/2012. Attualmente non risulta concluso l'iter del procedimento. Il gestore evidenzia che decorsi i 60 giorni previsti dall'art. 29 nonies, preso atto dell'accoglimento dell'istanza ha provveduto ad eseguire un bilancio annuale dello zolfo. Come riscontrabile nel verbale relativo al precedente controllo ordinario 2011, ARPAV in relazione alle indicazioni riportate a seguito della conclusione della precedente ispezione prende atto della proposta del Gestore di effettuare il bilancio dello zolfo annualmente. Il gruppo ispettivo ha preso visione del bilancio annuale dello zolfo predisposto dal Gestore e di seguito riportato: - zolfo in ingresso: 26.786 t - In uscita nei prodotti lavorati: 17.989 t - In uscita come zolfo liquido: 8167 t - In uscita inteso come emissioni di SO2 (come S): 659 t</p>
----------------------------	---	--------------------------------------	--

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

Riferimento	Prescrizione	Attività di controllo	Note
<p>11. Par. 2.1</p>	<p>“Emissioni convogliate” Verificare che vengano eseguiti gli autocontrolli ai punti di emissione indicati nelle tabelle n. 4 e 5 con le frequenze stabilite.</p>	<p>Verifica autocontrolli emissioni convogliate</p>	<p>11. Considerando che la raffineria non è stata in esercizio nel periodo da gennaio 2012 a aprile 2012, a valle del riavvio degli impianti sono state eseguite le campagne analitiche nei mesi di giugno/luglio e novembre/dicembre su tutti i camini indicati nelle tabelle 4 e 5. Per quanto riguarda le emissioni convogliate, il gruppo ispettivo ha preso visione di una tabella riepilogativa (<i>cf. allegato 1</i>) predisposta dal Gestore con indicata l'attività relativa alla prima campagna emissioni 2012. L'attività di campionamento è stata svolta dal laboratorio Ente Zona Industriale (EZI) supportato da CHEMILAB per le analisi. Relativamente altri inquinanti non monitorati in continuo (H2S; NH3, COV) è stata eseguita nel primo semestre 2012 una campagna analitica delle emissioni i cui esiti sono riportati nella tabella riepilogativa in <i>allegato 2</i>.</p>

A seguito dell'attivazione dello SME a partire dal mese di ottobre 2012 sono stati messi in esercizio a regime gli analizzatori in continuo ai seguenti punti di emissione: E18 Coge B01; E 18 Coge B02; E18 DP3; E20 VB e E17 HF2. La campagna di misura relativa al secondo semestre 2012, mirata al campionamento dei soli camini di seconda è stata comunque estesa anche ai camini di prima fase già dotati di SME, come indicato in *allegato 3*.

Si evidenzia che nel camino E03 dell'impianto DP2, attualmente fermo, confluiscono le emissioni della caldaia HOT-OIL di riscaldamento dei serbatoi di bitume prodotto attualmente con l'impianto VB. Per tale punto di emissione il Gestore ha provveduto ad effettuare il campionamento semestrale in discontinuo delle emissioni.

A partire dal mese di ottobre 2012 il sistema di calcolo della bolla di raffineria è stato implementato attraverso i dati rilevati dal sistema di monitoraggio in continuo e i dati rilevati in occasione delle campagne semestrali in discontinuo.

Il gruppo ispettivo ha preso visione, per la verifica del rispetto dei limiti di bolla, del report annuale concentrazioni medie mensili, e a campione delle medie giornaliere del mese di ottobre e delle medie orarie del giorno 12/10/2012 (*cf. allegato 4*).

Relativamente all'esercizio 2013, il gruppo ispettivo ha inoltre:

- preso visione del report annuale di bolla dei mesi gennaio- aprile 2013;
- preso visione del report mensile concentrazione medie giornaliere del mese di gennaio 2013

Si evidenzia che il termine ultimo per completare l'installazione della strumentazione in continuo su tutti i camini in bolla è fissato in 36 mesi dal rilascio dell'AIA ossia entro il 05/01/2014.

Relativamente al bilancio della CO₂ sono dichiarate in emissione 521.655 ton. Il metodo di calcolo è stato recepito nella video conferenza ISPRA - ARPAV del 15/03/2011 al punto 8 del verbale.

Per i parametri da monitorare su base annuale la Raffineria ha provveduto a monitorare nel secondo semestre:

- i metalli su tutti i camini,
- i restanti parametri (IPA, PM10, cloro e COV) sempre su tutti i camini.

La Raffineria per la determinazione del tenore di vapore acqueo ai camini E18-COGE e E20 ha provveduto a inoltrare istanza al MATTM con lettera DIR 138/FZ.cz del 23/11/2011 la richiesta di modifica per passare da mensile a semestrale la determinazione del tenore di vapore. Tale istanza, è stata accolta dal MATTM con nota prot. n° DVA-2012-0004633 del 23/02/2012. A tal proposito, scaduti i 60 giorni dalla presentazione dell'istanza, il Gestore ha provveduto all'esecuzione

			<p>semestrale della determinazione del vapore acqueo in concomitanza ai controlli discontinui. Il gestore ha provveduto ad eseguire nel corso del 2012 il programma di misure indicate in Tab.5. Tutti i punti di emissione, non rientranti nel calcolo della bolla e riportati in tabella 5, sono stati campionati e analizzati semestralmente nel corso del 2012 nei mesi di luglio e dicembre. A campione si è preso riscontro delle relazioni emesse da Ente Zona Industriale con riferimento: ordine di contratto aperto n. 250000 7482 del 19/12/2011, datate 19/09/2012 e 01/02/2013 relativi alle cappe di laboratorio.</p> <p>In raffineria sono presenti due impianti di recupero vapori, uno da caricamento navi (S42) e un altro in zona Nord Est (S29) da pensiline di carico benzine. Il Gestore ha svolto con frequenza semestrale i campionamenti da tali punti di emissione.</p> <p>Sono inoltre presenti altri due punti di emissione identificati con le sigle S30 (pensiline carico bitume) e S31 (abbattimento vapori serbatoi bitumi) . Per tali punti di emissione il Gestore ha provveduto all'esecuzione dei controlli semestrali delle emissioni.</p>
<p>12. Par.2.1</p>	<p>“Emissioni convogliate” Entro tre mesi dal rilascio dell’AIA, verificare che il Gestore abbia presentato all’Autorità Competente e all’Ente di Controllo, per approvazione, la procedura che intende adottare per il calcolo della bolla di raffineria (mensile e giornaliera) e delle emissioni di massa annue.</p>	<p>Verifica autocontrolli emissioni convogliate</p>	<p>12. Come evidenziato nel precedente verbale di controllo ordinario anno 2012, con lettera DIR 038/FZ.cz del 01/04/2011 il Gestore ha trasmesso la procedura per il calcolo della bolla di raffineria e delle emissioni di massa annue. ISPRA ha risposto con nota prot. n° 0025634 del 03/08/2011 che, in attesa dell'elaborazione di un procedura generale di calcolo condivisa a un apposito tavolo di lavoro, la Ditta potrà proseguire con le modalità sin'ora attuate in attesa di uniformarsi alla modalità generali in via di emanazione.</p>
<p>13. Par. 2.1</p>	<p>Verificare che entro 12 mesi dal rilascio dell’AIA, in aggiunta ai sistemi esistenti di monitoraggio in continuo delle emissioni della caldaia B02 e del turbogas e caldaia a recupero TG01 + B01, sia realizzato il monitoraggio in continuo del contributo dell’unità</p>	<p>Verifica autocontrolli emissioni convogliate</p>	<p>13. Con riferimento all'attività di integrazione del monitoraggio in continuo al camino E18 il Gestore ha provveduto a installare per lo stream derivante dall'impianto DP3 uno specifico SME che è in esercizio a regime a partire dal 01/10/2012.</p> <p>Allo stesso camino confluiscono i 2 stream costituiti dalle emissioni TG01/B01 e la caldaia B02 già dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni integrato con specifico analizzatore delle polveri come da prescrizione. Con la nota DIR 076/FZ.cz del 24/06/2011 il Gestore a provveduto a chiedere al MATTM chiarimenti per il camino E18, in merito all'interpretazione della prescrizione indicata a pag. 51 del PIC relativa al rispetto puntuale dei limiti di cui all'allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06. Con nota MATTM prot. n° DVA-2011-0019840 del 03/08/2011 si incarica l'AC di procedere alle valutazioni necessarie. Nelle more delle valutazioni da parte dell'AC, ENI mantiene gli attuali limiti emissivi di cui al decreto MICA di autorizzazione dell'impianto</p>

	DP3 alle emissioni del camino 18 (che verrà in futuro denominato E18 DP3).		COGE.															
14. Par. 2.1	<p>“Emissioni convogliate” Verificare che entro 12 mesi dal rilascio dell’AIA il Gestore abbia provveduto ad installare uno SME sul camino E17.</p>	Verifica autocontrolli emissioni convogliate	<p>14. Il Gestore ha provveduto all’installazione della strumentazione per il monitoraggio in continuo alle emissioni del camino E 18 (COGE + DP3), al camino E17 (HF2, RZ1, e RZ2), e ha completato il monitoraggio in continuo delle emissioni del camino E20 (VB TC). La strumentazione è stata messa a regime ed è stata testata secondo la QAL 2. Nel sistema di acquisizione dati SME il Gestore ha provveduto a sottrarre l’intervallo di confidenza determinato attraverso le misure in parallelo eseguite con la QAL 2.</p> <p>Il Gestore ha provveduto ad installare il misuratore in continuo di SO2 nelle condotte degli impianti di recupero zolfo RZ1 e RZ2, e sulla base delle misure periodiche delle concentrazioni di H2S ad attivare un calcolo in continuo del rendimento dell’impianto di recupero dello zolfo.</p>															
	<p>“Flussi di massa” verificare con riferimento al par. 9.2.1 del PIC il rispetto dei seguenti valori limite dei flussi di massa (t/anno) calcolati su base annuale, fino al 01/01/2015:</p> <ul style="list-style-type: none"> - SO2: 2821 t/anno - NOx: 1820 t/anno - Polveri: 182 t/anno - CO: 205 t/anno <p>Verificare il rispetto dei valori limite in concentrazione fino al 01/01/2015:</p> <p>SO2: 435 mg/Nm³ NOx: 284 mg/Nm³ Polveri: 28 mg/Nm³ CO: 32 mg/Nm³ COV: 20 mg/Nm³ H2S: 5 mg/Nm³</p>	Verifica autocontrolli emissioni convogliate	<p>15. I limiti di flusso di massa stabiliti per la prima fase di esercizio dal rilascio dell’AIA (fino al 01/01/2015) sono stati rispettati come riscontrabile dalla seguente tabella riassuntiva nella quale sono riportati i flussi di massa calcolati dal Gestore per l’anno di esercizio 2012.</p> <table border="1" data-bbox="901 593 1220 1288"> <thead> <tr> <th>Parametro</th> <th>Limiti flussi di massa 1ª fase (t/anno)</th> <th>Flussi di massa calcolati e misurati nel 2012 (t/anno)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SO₂</td> <td>2821</td> <td>1317</td> </tr> <tr> <td>NO_x</td> <td>1820</td> <td>869,1</td> </tr> <tr> <td>Polveri</td> <td>182</td> <td>102,8</td> </tr> <tr> <td>CO</td> <td>205</td> <td>60,3</td> </tr> </tbody> </table> <p>I limiti in concentrazione stabiliti per la prima fase di esercizio dal rilascio dell’AIA (fino al 01/01/2015) sono stati rispettati come riscontrabile dalla seguente tabella riassuntiva nella quale sono riportate le concentrazioni rilevate dal Gestore per l’anno di esercizio 2012.</p>	Parametro	Limiti flussi di massa 1ª fase (t/anno)	Flussi di massa calcolati e misurati nel 2012 (t/anno)	SO ₂	2821	1317	NO _x	1820	869,1	Polveri	182	102,8	CO	205	60,3
Parametro	Limiti flussi di massa 1ª fase (t/anno)	Flussi di massa calcolati e misurati nel 2012 (t/anno)																
SO ₂	2821	1317																
NO _x	1820	869,1																
Polveri	182	102,8																
CO	205	60,3																

Parametro	Limiti in concentrazione 1ª fase (mg/Nm ³)	Concentrazioni determinate periodo maggio-settembre (mg/Nm ³)
SO ₂	435	281,86
NO _x	284	193,68
Polveri	28	26,69
CO	32	14,77
COV	20	0,263
H ₂ S	5	0,685
NH ₃ e composti a base cloro	20	0,223

Riguardo alla determinazione delle concentrazioni di bolla a partire dal mese di ottobre i dati sono indicati **nell'allegato 4** acquisito nel corso del controllo.

A partire da gennaio 2014 sarà attivo completamente il monitoraggio di bolla mediante misure online (SME) per tutti gli impianti di raffinaria.

16. Il gruppo ispettivo dopo aver constatato il rispetto della frequenza dei monitoraggi periodici semestrali ai punti di emissione indicati nella tabella 5 e riportati al precedente punto 11 della lista di controllo ha provveduto a verificare a campione il rispetto dei limiti indicati in autorizzazione degli impianti di recupero vapori afferenti ai camini S29 (Zona Nord Est - carico ATB e FC) e S42 relativo all'impianto recupero vapori carico navi. A tal proposito si è preso visione rispettivamente delle relazioni EZI del 22/01/2013 relative alle attività di campionamento ed analisi eseguite in data 28/11/2012 (II semestre) e relazione EZI del 21/01/2013 relativa a campionamenti ed analisi del 21/12/2012. Dai risultati dell'attività di campionamenti ed analisi svolte si riscontra il rispetto dei Valori Limite di Emissione dell'allegato VII alla parte V del D.Lgs.152/06. Le modalità di esecuzione dell'attività e di valutazione del rispetto dei VLE sono conformi a quanto riportato al par. 2.3 dell'allegato VII parte V del D.lgs.152/06.

17. L'attività è stata effettuata in occasione della fermata programmata 2011 e i risultati sono stati indicati nel rapporto n° 34/2011 di Ente Zona visionato in occasione della precedente ispezione ordinaria 2012 (analisi eseguita dal laboratorio Chemi-Lab). L'attività successiva verrà effettuata nuovamente in occasione della prossima fermata di manutenzione programmata prevista per II

16. Par.2.1
 "Emissioni convogliate"
 Verifica emissioni autorizzate non rientranti nel calcolo di bolla"
 Con riferimento alla tabella 5 del paragrafo 2.1 "Emissioni convogliate" del PMC, verificare gli esiti dell'attività di monitoraggio svolta dal gestore in regime di autocontrollo

Verifica autocontrolli emissioni convogliate

17. Par.2.1
 "Emissioni convogliate"
 Verificare gli esiti dell'analisi di diossine e furani (PCDD/PCDF)

Verifica autocontrolli emissioni convogliate

18. Par. 2.2	svolta in occasione della rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico.		semestre 2013. In occasione della prossima attività di verifica dell'analisi di diossine e furani (PCDD/PCDF) prevista, ARPAV chiede di essere informata per assistere all'attività di campionamento.
18. Par. 2.2	<p>“Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative”</p> <p>Verificare che il gestore abbia presentato, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma scritto di LDAR e un data base che contengano:</p> <p>a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che coinvolgono fluidi con tensione di vapore superiore</p> <p>b) a 13, 0 millibar a 20°C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni/non contenete cancerogeni);</p> <p>b) costruzione di un data base elettronico</p>	Verifica autocontrolli emissioni diffuse	<p>18. Il Gestore, con nota ENI DIR 083/LR.cz del 04/07/2011, ha provveduto a presentare il primo programma LDAR richiesto entro il termine dei 6 mesi.</p> <p>Il Gestore ha altresì provveduto a predisporre un database su supporto elettronico conforme a quanto richiesto. Successivamente è stato presentato a causa della fermata degli impianti un aggiornamento del crono programma con nota ENI DIR 042/LR. Cz del 30/04/2012. Con la revisione del crono programma è previsto il completamento dell'attività entro il secondo trimestre 2013.</p> <p>Nel corso del 2012 le attività di LDAR sono state riprese dopo l'avviamento impianti di maggio 2012. Nella fattispecie:</p> <ul style="list-style-type: none"> - nel 2° trimestre 2012 è stato eseguito il monitoraggio dell'impianto VB/TC - nel 3° trimestre 2012 è stato eseguito il monitoraggio degli impianti RC3, HF1 e HF2 - nel 4° trimestre 2012 è stato eseguito il monitoraggio degli impianti RZ1, RZ2, PV1, SPL GPL e della rete fuel gas /torcia. <p>Nel 2013 le attività di monitoraggio LDAR sono state nuovamente sospese a partire dal 18/01/2013 fino a marzo 2013 per una fermata degli impianti per manutenzione.</p> <p>Il gruppo ispettivo ha preso visione dello stato avanzamento dell'attività relativo all'ultimo programma aggiornato LDAR (cfr. allegato 5).</p> <p>Si è preso visione a campione dell'esito dell'attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive eseguite presso il reparto VB-TC e indicate nel rapporto di prova Doc R 26- 12 redatto da Venezia Tecnologie per conto di ENI R&M.</p> <p>I referenti di Venezia Tecnologia intervenuti nel corso dell'attività ispettiva, hanno illustrato il data base predisposto per monitorare l'attività LDAR. A tal proposito è stata a campione ricostruita l'attività di intervento su un componente individuato oltre soglia compresa l'attività di riparazione intervenuta e la successiva misurazione.</p>
19. Par. 2.3	“Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)”	Verifica autocontrolli transitori	<p>19. Come indicato nella relazione conclusiva del controllo ordinario svolto nel 2012, il Gestore ha trasmesso all'AC, il piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori della CTE (COGE), con nota DIR 083/LR.cz del 04/07/2011. In detta nota sono stati definiti gli assetti transitori e gli assetti non cogenerativi in relazione alla specificità dell'impianto COGE, non ritenendo possibile la definizione di tali assetti secondo lo schema indicato in Tabella 7 del PMC. Ad oggi non si riscontra</p>

<p>20. Par.2.4-2.5 e 2.6</p>	<p>piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale siano indicati i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e il tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati (Rif. Tabella 7 del PMC).</p> <p>“Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore”</p> <p>Verificare che si sia provveduto ad installare entro 12 mesi dal rilascio dell’AIA un sistema di campionamento della composizione dei gas inviati alla torcia qualora la soglia di flusso superi i 1100 Kg/h</p>		<p>che il MATTM si sia pronunciato in merito a tale nota.</p> <p>Il gruppo ispettivo ha preso visione del manuale dello SME predisposto dal Gestore. Nel Manuale SME è definito il minimo tecnico dell’impianto COGE (TG01 + B01 e B02). I dati relativi agli assetti transitori costituiscono le condizioni di minimo tecnico dell’impianto e sono pertanto esclusi dal calcolo della bolla e dai VLE del COGE, concorrono comunque al calcolo delle masse totali emesse. A riscontro si indica in allegato 6 per l’anno 2012 lo stato di monitoraggio degli inquinanti emessi dall’impianto COGE nel corso dei transitori (assetto non cogenerativo).</p>
		<p>Verifica autocontrolli torce</p>	<p>20. Come evidenziato a seguito del precedente controllo ordinario 2012, è stato predisposto un misuratore di flusso, individuato nel P&ID 7726 con la sigla 29FI005, per la misura dei flussi di gas inviati alla combustione in torcia. Il sistema di campionamento dei gas inviati alla torcia si attiva automaticamente al raggiungimento del flusso di 1100 kg/ora, come previsto dal PMC.</p> <p>E’ inoltre stata adottata una procedura IO/STR/005 per la verifica semestrale funzionale dello strumento installato.</p> <p>Il sistema di campionamento delle emissioni in torcia tramite canister è stato messo in esercizio dopo la riaccensione della torcia e con l’esercizio a regime degli impianti di Raffineria a partire dal mese di maggio 2012.</p> <p>La Raffineria ha predisposto un’istruzione operativa (IO/SOI PROSER n. 001 del 29/05/2012) (<i>cfr. allegato 7</i>) per la gestione dell’attività di campionamento mediante canister, per il controllo delle apparecchiature di campionamento e per la successiva gestione delle modalità di analisi.</p> <p>Si è preso visione della registrazione dell’attività di campionamento e analisi (rapporto di Prova CHELAB 12/000389733) effettuata in occasione dello scarico in torcia avvenuta il 30/08/2012 a seguito di un transitorio di impianto.</p> <p>Il Gestore comunica alle Autorità competenti lo scarico in torcia a seguito delle fermate programmate degli impianti e a seguito di anomalie /disservizi degli impianti.</p>

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Riferimento	Prescrizione	Attività di controllo	Note
21. Par.3.1	Verificare lo stato di rinnovo dell'autorizzazione all'attingimento e allo scarico rilasciata dal Magistrato alle Acque di Venezia.	Verifica autocontrolli scarichi	21. Attualmente la raffineria convoglia i propri reflui all'impianto SIFA posto all'interno del Petrolchimico di Porto Marghera e ha provveduto alla disattivazione del proprio impianto di trattamento reflui. Con la nuova configurazione risultano pertanto disattivati gli scarichi denominati SM2 e SM3, e rimane attivo solo lo scarico SM1 (acque di raffreddamento). In relazione a tale assetto la raffineria ha presentato istanza di aggiornamento dell'autorizzazione, rilasciata dal MAV con provvedimento prot. 1646 del 15/06/2012.
22. Par.3.1	Verificare che venga eseguito con frequenza annuale (nel periodo di luglio-agosto), il controllo dell'innalzamento termico indotto dallo scarico dell'acqua mare di raffreddamento impianti;	Verifica autocontrolli scarichi	22. In ottemperanza a quanto richiesto, ENI ha affidato al laboratorio Chelab la misurazione della temperatura allo scarico unificato SM1 rilevata alla distanza di 100 m su un arco di circonferenza attorno a tale punto di scarico. Dal rapporto di prova Chelab n. 12/000329842 data emissione 04/10/2012 il ΔT di 3°C risulta rispettato. Si riscontra come richiesto che la misurazione temperatura allo scarico è avvenuta il 28/08/2012.
23. Par.3.1	Verificare che sia installato un sistema di monitoraggio in continuo del flusso alle opere di presa AL1, AQ1 e pozzetti terminali SM1, SM2 e SM3, verificando inoltre che si sia provveduto (entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA) ad installare i misuratori in continuo di temperatura, pH e conducibilità elettrica agli scarichi SM2 e SM3.	Verifica autocontrolli scarichi	23. Per le opere di presa delle acque di raffreddamento AL1 sono installate, per la misurazione del flusso, le flange tarate 31FI82 e 31FI83. Per quanto riguarda AQ1 le misure sono rilevate mediante contatore. Per gli scarichi SM2 e SM3 il Gestore ha provveduto all'acquisto di misuratori in continuo di temperatura, pH e conducibilità elettrica, a disposizione ma non installati a seguito della disattivazione di detti punti di scarico, a seguito del conferimento dei reflui al consorzio SIFA.

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Riferimento	Prescrizione	Attività di controllo	Note
24. Par.3.1	Verificare che con cadenza trimestrale vengano trasmessi al Magistrato alle Acque di Venezia i risultati di tutti i controlli periodici e ogni variazione riguardante il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, delle rete di prelievo e scarico	Verifica autocontrolli scarichi	24. Con cadenza trimestrale il Gestore provvede a trasmettere i risultati dei controlli allo scarico al Magistrato alle Acque di Venezia. A consuntivo sono indicati nel report annuale gli esiti delle attività di campionamento ed analisi svolte in ottemperanza all'autorizzazione MAV.
25. Par.3.1	Verificare che durante la rigenerazione del catalizzatore di reforming catalitico (cadenza biennale) si sia proceduto al controllo per l'eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto.	Verifica autocontrolli scarichi	25. L'ultima rigenerazione del catalizzatore è stata eseguita nel marzo 2011, in tale occasione sono stati eseguiti il 17-18 e 19 marzo i campionamenti sul refluo chimico e i risultati sono indicati nel Rdp. L'attività successiva verrà effettuata nuovamente in occasione della prossima fermata di manutenzione programmata prevista per II semestre 2013.
MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE			
26. Par. 4	Verificare che in un documento allegato al reporting annuale il Gestore abbia provveduto ad inviare all'A.C. e all'Ente di controllo i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.	Verifica autocontrolli acque sotterranee	26. A riscontro del monitoraggio delle acque sotterranee si è presa visione dell'allegato 11 "Acque sotterranee" trasmesso dal Gestore con nota DIR 039/LR.cz del 27/04/2012 nell'ambito della trasmissione del reporting annuale per l'anno 2011. Il documento evidenzia le analisi eseguite per i piezometri installati nello stabilimento per la caratterizzazione della falda.

MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE- WAY

<p>27. Par. 5</p>	<p>Verificare che in sede di reporting periodico annuale il Gestore abbia provveduto ad indicare:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i serbatoi già dotati di doppio fondo e i serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri; - i serbatoi già dotati di guaina sui tubi di sonda e guida e i serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri; - i serbatoi già dotati di vernice termoriflettente e i serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri; - i serbatoi all'interno del bacino di contenimento, già dotati della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafile di prodotto e i serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri. 	<p>Verifica attività adeguamento serbatoi</p>	<p>27. A riscontro di quanto comunicato con la nota del Gestore DIR 041/EZ del 20/02/2013, relativamente alle attività svolte nel 2012, risulta completata la realizzazione della manutenzione completa del serbatoio S111 (contenente gasolio semi lavorato) compreso il doppio fondo. I doppi fondi sono stati quasi ultimati anche nei serbatoi S732 (contenente gasolio finito), S109 (contenente benzina semi lavorata) e S164 (contenente greggio), per i quali l'attività di manutenzione generale è in fase di completamento.</p> <p>Il programma 2013 prevede l'avvio dell'attività di adeguamento (doppio fondo) dei serbatoi S165 (greggio), S 517 (benzina), S 726 (gasolio) e S 155 (greggio). Di questi il serbatoio S165 è già stato messo fuori servizio e bonificato per l'inizio attività di adeguamento.</p> <p>Con riferimento all'attività di riduzione VOC e applicazione guaine nel 2012 sono stati adeguati i serbatoi S106- S107 – S309 – S508 e S721.</p> <p>Per l'installazione delle canalette perimetrali si è provveduto nel corso del 2012 all'intervento sui serbatoi S111, S165, S109 e S164.</p>
<p>28. Par. 5</p>	<p>Verificare che il Gestore abbia predisposto, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio</p>	<p>Verifica autocontrolli serbatoi</p>	<p>28. Relativamente alle emissioni acustiche sono state completate nel corso del 2012 i controlli con le emissioni acustiche dei seguenti serbatoi: S 110 - S159 - S160 - S161- S162 - S515 - S517- S520. Per i serbatoi S629 - S633 – S801 è stata eseguita l'ispezione interna visiva e controllo con ultrasuoni.</p> <p>A campione è stata presa visione dell'esito dei controlli spessimetrici eseguiti per il serbatoio S801 (gasolio). Dall'esito dell'attività spessimetrica ad ultrasuoni eseguita si riscontrano lievi riduzioni di</p>

	<p>dei liquidi idrocarburi di impianto e del deposito nazionale. Suddetto piano deve prevedere che ogni semestre sia stata effettuata:</p> <ul style="list-style-type: none"> - una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di 5 anni; - in alternativa potrà essere attuato un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o tecnologia equivalente; laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro 6 mesi dall'AIA; <p>Identificazione delle flange critiche e adozione dei dispositivi di contenimento</p>	<p>spessore rispetto ai valori nominali di progetto. Lo spessore minimo rilevato risulta 9 mm rispetto ad un valore nominale di progetto di 10 mm. Nel rapporto di ispezione doc n. ISCO – RDI 12-05 viene evidenziato di eseguire una accurata pulizia del tetto con rimozione dei depositi che si sono accumulati. In relazione agli esiti dei controlli eseguiti è prevista la prossima verifica interna con controllo spessimetrico entro i prossimi 9 anni. A tal proposito il Gestore dichiara di aver già programmato le attività richieste che verranno eseguite prima della rimessa in esercizio del serbatoio. Per la programmazione delle attività di verifica interna e controlli spessi metrici il Gestore fa riferimento alle normative NT 1003 – LG-ISP – Rev 1 dedotta dalla API 653.</p> <p>Sono stati inoltre visualizzati gli esiti dei controlli eseguiti con le emissioni acustiche del serbatoio S110 (benzina). Dal rapporto Eurocontrol n. 009/12- EA /VE si evidenzia a seguito dei controlli eseguiti un'attività corrosiva di bassa entità livello I – B che stabilisce una frequenza di controllo pari a tre anni.</p> <p>Relativamente al documento predisposto dal Gestore: Pipe – Way - Identificazione flange critiche (rif. Nota DIR 115 del 04/10/2011), in assenza di riscontro alla comunicazione effettuata al MATIM, il Gestore ha provveduto alla attuazione delle attività programmate secondo quanto riportato nella nota succitata. Si è presa visione dello studio eseguito di analisi di dettaglio interventi da attuare (nota SERTEC del 15/12/2012).</p>
<p>29. Par. 6</p>	<p>Al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria, verificare che il Gestore abbia presentato, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa" che deve svilupparsi nel corso dei 6 anni di validità dell'autorizzazione</p>	<p style="text-align: center;">MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA</p> <p>29. Il gestore ha trasmesso un aggiornamento del programma di attività di monitoraggio della fognatura oleosa con nota con nota DIR 041/FZ.cz del 20/02/2013.</p> <p>Dall'attività di monitoraggio si riscontra che nell'anno 2012 sono stati condotti controlli nelle condotte fognarie per un tratto complessivo di 2300 metri.</p> <p>Attualmente per il 2013 è prevista la manutenzione di un tratto di condotte pari a ca. 1795 m. Il Gestore si riserva la facoltà di modificare il piano di ispezione previa comunicazione all'AC.</p> <p>Relativamente alla rendicontazione dell'attività svolta il Gestore ha predisposto uno specifico Data Base, come indicato dal PMC al punto 6, nel quale sono riportate le tratte oggetto di controllo, i periodi di analisi e gli esiti dell'attività svolta che nello specifico è risultata finora sempre positiva.</p> <p>L'attività viene svolta dall'impresa Risanamento Fognature S.p.A. di Treviso per conto di ENI R&M..</p>

MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

<p>30. Par. 7</p>	<p>Verificare che sia stata effettuata una valutazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'AIA, e successivamente ogni due anni dall'ultima campagna acustica effettuata.</p>	<p>Verifica autocostruzioni emissioni sonore</p>	<p>30. Con nota DIR 117/FZ.cz ENI ha comunicato l'esecuzione del monitoraggio dei livelli sonori. L'attività è stata svolta nel mese di Ottobre 2011 dal laboratorio Chelab (rapporto di prova 12/000003270 data emissione 04/01/2012). Dai valori riscontrati presso i punti recettori si stabilisce che tutti i livelli acustici misurati rispettano i valori limite di immissione definiti dalla normativa vigente. Il valore limite massimo misurato al recettore 5 (diurno) è pari a 54 Laeq dB(A) rispetto ad un valore limite stabilito di 70 diurno e notturno. Entro il mese di ottobre 2013 verrà condotta un'altra campagna di monitoraggio dei livelli sonori.</p>
<p align="center">MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</p>			
<p>31. Par. 8</p>	<p>-Verifica delle prescrizioni aree di deposito temporaneo dei rifiuti (Rif par. 9.7 PI e par.8 PMC)</p>	<p>Sopralluogo</p>	<p>31. Durante il sopralluogo del 17 aprile, il GI ha verificato la presenza nell'area identificata come "parco rottami" i seguenti rifiuti con i Codici CER: -170405 (ferro e acciaio), in cassoni coperti; -170411 cavi elettrici in cassoni coperti; -carta, senza indicazione del codice CER perché assimilabili a rifiuti urbani smaltiti da società comunale Veritas; -legno, senza indicazione del codice CER perché assimilabili a rifiuti urbani smaltiti da società comunale Veritas; -160602* (batterie Ni-Cd), ubicati in contenitori stagni Inoltre, il GI ha verificato la presenza presso l'area denominata "Parco ecologico" i seguenti rifiuti con codici CER: -150102 (imballaggi di plastica) in container chiusi -150202* (filtri olio pericoloso) in container coperti -150110* (imballaggi pericolosi), in big bags chiusi sopra dei pallets -130205* (oli esausti) in recipiente dotato di bacino di contenimento. Il GI ha constatato che i rifiuti sono ubicati in aree ben distinguibili con cartellonistica e recinzione con cancello con pavimentazione impermeabilizzata e pozzetti di raccolta di acque meteoriche. All'interno le diverse tipologie di rifiuti sono distinti da cartellonistica come da allegato fotografico. Il GI ha verificato l'assenza di rifiuti nello stabilimento ex STAP (ora APL) fermo dall'agosto 2012, con identificabili le aree di deposito CER 170405 (ferro e acciaio) e 150202* (filtri con sostanze pericolose).</p>

	<p>Verificare che il Gestore:</p> <ul style="list-style-type: none"> - effettui le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER; esamini nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi) (cfr. tabella 11). 	<p>Verifica documentale gestione rifiuti</p>	<p>Dalla verifica documentale è stato accertato che il registro di carico e scarico in uso è stato vidimato in data 05/06/2012, prima registrazione avvenuta il 07/06/2012 con operazione di carico n. 367 di rifiuto CER 191308. Lo stesso risulta aggiornato alla data del 12/04/2013 con operazione di carico n. 312 di rifiuto CER 150202*. A campione si sono verificate le registrazioni di alcuni rifiuti:</p> <ul style="list-style-type: none"> • CER 150110* "Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze". L'ultimo scarico è avvenuto in data 10/04/2013 con operazione n. 290 in riferimento all'operazione di carico n. 289 del 10.04.2013, con destinazione all'operazione D 15 presso l'impianto Grassano di Predosa (AL). Formulario di identificazione RIF 0516878/10 del 10.04.2013. Il rapporto di prova emesso dal Laboratorio R&C n. 11659/13 ha confermato la pericolosità del rifiuto. • CER 150202 * "Assorbenti materiali filtranti (inclusi i filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose". L'ultimo scarico è avvenuto in data 08.04.2013, Rif. di scarico n. 266 del 08/04/2013 e rif. di carico n. 265 del 08/04/2013. Il trasporto è stato effettuato con formulario n. RIF 0516867/10 del 08/04/2013 con destinazione all'operazione D15 presso l'impianto di Grassano di Predosa (AL). Il rapporto di prova n. 63989 -12 emesso dal laboratorio R&C confermano la pericolosità del rifiuto con caratteristiche di pericolo H14. <p>Il Gestore ha trasmesso all'autorità competente il reporting annuale del 2011 indicante la quantità di rifiuti prodotti (5967 t/a con una percentuale di recupero del 24%), in ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 del PMC.</p> <p>Il gestore, inoltre, ha verificato mensilmente la giacenza dei rifiuti. Dalla visione della tabella 11, prevista dal PMC risulta il rispetto dei tempi e modalità del "deposito temporaneo".</p> <p>Dalla stampa "Giacenze" aggiornata alla data del 17.04.2013, risulta che il quantitativo totale di rifiuti stoccati in impianto è pari a 850 kg e si riscontra che la prima partita presa in carico risale al 29/03/2013.</p> <p>A tal proposito il gestore con nota DIR 138/FZ.CZ del 23.11.2011, ha presentato all'autorità competente istanza di modifica non sostanziale relativa alla prescrizione di cui al punto 9.7 del PIC relativo al rispetto delle quantità massime nelle due aree di stoccaggio.</p> <p>Vengono effettuate regolarmente le analisi al fine di caratterizzare correttamente il rifiuto e attribuzione del codice CER.</p>
--	---	--	---

MONITORAGGIO ODORI

32. Par.9 Verificare che il Gestore abbia organizzato un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorogene all'interno della raffineria. Il rapporto con gli esiti dell'attività svolta deve essere trasmesso annualmente all'Ente di controllo.

Verifica autocontrolli emissioni odorogene

32. In relazione al Protocollo di Monitoraggio delle emissioni odorigene in cui si fa riferimento all'applicazione dell'olfattometria dinamica (UNI EN 13725:2004), in raffineria è stata eseguita la prima campagna olfattometrica secondo il Protocollo di monitoraggio presentato dal Gestore. L'attività di audit volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorogene all'interno della raffineria è stata svolta nelle giornate del 16-17 e 18 luglio 2012. Le posizioni di campionamento sono indicate nel rapporto CHIMEC S.p.A. rif. Chi/mi/301/12/DM del 27/09/2012 e fanno riferimento alla vasca API, all'impianto MEROX, alle pensiline di carico ATB e al serbatoio di benzina finita S508. Dalla sintesi dei valori rilevati si riscontra una media geometrica in OU_E/m^3 di 37÷23 per il serbatoio S 508; 194 per le vasche API; 45 per le pensiline di carico ATB e 27 per l'impianto MEROX. Si evidenzia che le vasche API sono state successivamente coperte in ottemperanza alla prescrizione indicata nell'AIA.

VERIFICA ATTUAZIONE PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO IMPIANTO APL (già STAP)

33. Par.10.1 "Consumi di materie prime, prodotti e combustibili"
Verificare che il Gestore abbia provveduto alla registrazione almeno dei consumi di gasolio, oli base, glicole, additivi, grassi, oli e anticongelanti secondo la tabella 12 indicata nel PMC.

Verifica autocontrolli consumi

33. Il Gestore ha predisposto un report per la registrazione sia su base mensile che annuale dei consumi previsti.
Si riportano i dati registrati per il 2012.
Gasolio: 33.963 kg
Olio base: 1.993.170 kg
Glicole: 2.860.000 kg
Additivi: 1.034.000 kg
Grassi: 1.776.108 kg
Oli prodotti: 4.975.271 kg
Anticongelanti: 2.860.000 kg
Vedi punto 35 in relazione alla comunicazione di fermata attività dell'impianto APL.

34. Par.10.1 "Consumo di risorse idriche"
Verificare che il Gestore abbia provveduto alla registrazione del prelievo di acqua dall'acquedotto secondo le indicazioni in tabella 13.

Verifica autocontrolli consumi idrici

34. Dal contatore VERTAS il Gestore ha rilevato nel corso del 2012 e fino alla data di fermato dell'impianto un prelievo d'acqua dall'acquedotto pari a 2.527 mc

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

35. Par.10.2	<p>“Emissioni convogliate e diffuse” Verificare che siano stati effettuati gli autocontrolli annuali per i seguenti punti di emissione: 1, 2, 3, 17, 18, 22 e 23.</p>	<p>Verifica autocontrolli emissioni in atmosfera</p>	<p>35. Con nota DIR 099/LR.cz del 18 settembre 2012 il Gestore ha comunicato la fermata dell'unità produttiva dell'impianto APL dal'agosto 2012. La campagna annuale sui camini sull'impianto APL ex STAP programmata per il mese di ottobre 2012, pertanto, non è stata realizzata.</p>
--------------	--	--	--

MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

36. Par.10.3	<p>“Monitoraggio emissioni in acqua” Verificare lo stato di convogliamento degli scarichi intermedi dello stabilimento STAP agli scarichi finali della raffineria</p>	<p>Verifica autocontrolli scarichi</p>	<p>36. L'impianto APL non ha scarichi diretti in laguna, ma conferisce tutti gli scarichi nella rete fognaria di raffineria.</p>
37. Par.10.4	<p>“Monitoraggio acque sotterranee” Verificare che in un documento allegato al reporting annuale il Gestore abbia provveduto ad inviare all'A.C. e all'Ente di controllo i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.</p>	<p>Verifica autocontrolli acque sotterranee</p>	<p>37. Il monitoraggio delle acque sotterranee è stato effettuato come previsto attraverso i piezometri PZ01, PZ02, PZ03 e PZ04. Si è preso riscontro nel reporting annuale relativo all'anno 2011 dei dati relativi al monitoraggio. Per il 2012 si è preso visione dei quantitativi d'acqua sotterranea emunti e smaltiti, per un totale annuo di 127,7 ton</p>
38. Par.10.5	<p>“Monitoraggio dei livelli sonori” Verificare che sia stata effettuata una valutazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'AIA, e successivamente ogni due anni</p>	<p>Verifica autocontrolli emissioni sonore</p>	<p>38. La valutazione dell'impatto acustico dell'impianto APL è stata effettuata contestualmente alla misurazione dell'impatto acustico della raffineria. Gli esiti dell'attività di controllo svolta sono riportati al precedente punto 12 della presente relazione.</p>

39. Par.10.6	<p>dall'ultima campagna acustica effettuata.</p> <p>“Monitoraggio dei rifiuti”</p> <p>Verificare che il Gestore:</p> <ul style="list-style-type: none"> - effettui le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER; - esamini nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi) (cfr. tabella 11). 	Sopralluogo e verifica gestione rifiuti	<p>39. Durante il sopralluogo del 17 aprile è stata verificata l'assenza dei rifiuti prodotti nell'impianto APL. È stato visionato il registro di carico scarico dell'impianto APL, lo stesso impianto da agosto 2012 non è più operativo, come da comunicazione del gestore DIR099 del 18/09/2012. Il registro di carico scarico risulta aggiornato alla data del 10.04.2013.</p> <p>Vengono riportati a campione alcuni ricostruzioni di movimentazione dei seguenti rifiuti:</p> <p>-CER 191308 “ rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 191307” per un quantitativo pari a 6370 Kg, con operazione di scarico n. 54 del 10.04.2013, con riferimento alle operazioni di carico n. 53.</p> <p>Si è preso visione del rapporto di prova di tale rifiuto n. 18777 del 15.03.2013, emesso dal laboratorio R&C di Altavilla Vicentina (VI).</p> <p>-CER 170405 “ferro e acciaio”, operazione di scarico n. 792 del 18.12.2012 per un quantitativo pari a 1560 kg (corretto alla partenza con 1060 Kg), riferimento alle operazioni di carico n. 791. Formulario di identificazione n. FR 38296/2008 del 18.12.2012.</p> <p>-CER 160114* “liquidi antigelo contenenti sostanze pericolose”, operazione di scarico 790 del 13.12.2012 per un quantitativo pari a 12080 Kg, riferimento alle operazioni di carico 789 del 13.12.2012. Formulario di identificazione n. FR 38295/2008 del 13.12.2012.</p>
--------------	--	---	---

METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI

Riferimento	Prescrizione	Attività di controllo	Note
40. Par.11	<p>“Metodiche analitiche” Verificare con il Gestore che per le fasi di campionamento ed analisi degli inquinanti per le matrici ambientali: aria, acqua e combustibili, siano impiegate le metodiche indicate nel PMC, o in difformità si dovrà richiedere l’equivalenza dei metodi utilizzati.</p>	<p>Verifica metodi</p>	<p>40. Con nota DIR 047 del 05/03/2013 è stato trasmesso dal Gestore un aggiornamento delle metodiche equivalenti relative alle attività di campionamento ed analisi per le matrici scarichi idrici e combustibili (fuel oil). Relativamente alla equivalenza dei metodi riferiti alle metodiche utilizzate per gli scarichi idrici ISPRA con nota prof. n. 0013505 del 26/03/2013 ha evidenziato che le modalità di analisi degli scarichi devono essere definiti con il MAV quale Autorità di Controllo e competente anche per il rilascio di autorizzazione in materia di scarichi idrici.</p>
41. Par.11	<p>“Misure continue -Taratura della strumentazione in continuo” Verificare che la taratura degli strumenti per il monitoraggio in continuo, venga effettuata rispettando le specifiche del costruttore, con una frequenza non inferiore a quadrimestrale.</p>	<p>Verifica tarature</p>	<p>41. La strumentazione per la quale il Gestore ha in corso un piano di verifica della taratura fa riferimento: - allo strumento 29FI005 ossia un misuratore di portata installato sul flusso di torcia - ai misuratori di portata 31FI 083 e 31FI 082 installati sull’attingimento acqua mare Si è preso visione della scheda di manutenzione TAG 29FI05 del 31/10/2012 e 03/04/2013 Per gli strumenti TAG : 31FI 083 e 31FI 082 si sono prese in visione le schede di manutenzione rispettivamente del 13/02/2013.</p>
42. Par.12	<p>“Attività di QA/QC”- Il Gestore deve assicurare una gestione operativa della strumentazione SME</p>	<p>Verifica attuazione UNI EN 14181</p>	<p>42. Il Gestore nell’ambito del programma di messa in servizio degli SME ha svolto per la strumentazione in continuo installata ai camini E18 B01 ; E18 B02; E18 DP3 ; E17 HF2 e E20 VB le attività di cui alla UNI EN 14181. Al termine dell’attività di verifica di cui alla UNI EN 14181, il gestore ha provveduto ad aggiornare i valori registrati applicando le curve di taratura rilevate con la QAL 2.</p>

6. EVIDENZE RISCONTRI DERIVANTI DALL'ATTIVITA' DI CONTROLLO

Come riscontrabile dalla lista di controllo riportata al precedente paragrafo 5 (*cf. allegato E*), si rappresenta quanto segue.

Il Gestore ha dichiarato di aver effettuato anche nel corso del 2012 le analisi mensili per la determinazione del contenuto di zolfo nel Fuel gas e Fuel oil. Il gruppo ispettivo ha preso riscontro che si provvede ad eseguire l'analisi mensile del contenuto di zolfo sul Fuel-oil e Fuel – gas .

Con riferimento al paragrafo 9.2 del PIC relativamente rispetto del contenuto di zolfo nel Fuel-oil, dai RdP Chelab n. 12/000238545 del 17/05/2012, n. 12/000238551 del 25/06/2012 n. 12/000321712 del 25/07/2012 si riscontrano, tenendo anche conto dei valori di incertezza della misura, i seguenti valori % di contenuto dello zolfo: rispettivamente $0,866 \pm 0,203$, $0,887 \pm 0,207$ e $0,881 \pm 0,206$. Si evidenzia che con nota DIR 138 del 23/11/2011 ENI R&M ha inoltrato al MATTM istanza ai sensi dell'art. 29 nonies sulla qualità del fuel oil (nota G istanza) per portare il contenuto di zolfo dallo 0,85% massimo al 1% a causa . Il MATTM ha accolto l'istanza del Gestore con lettera prot. DVA- 2012 – 0004633 del 23/02/2012. Attualmente non risulta concluso l'iter del procedimento. Il gestore evidenzia che decorsi i 60 giorni previsti dall'art. 29 nonies, preso atto dell'accoglimento dell'istanza ha proceduto all'attuazione a quanto richiesto. Il Gestore ha confermato i vincoli tecnici di reperibilità sul mercato di combustibili a tenore di zolfo inferiori allo 0,85%.

In relazione agli obblighi di monitoraggio del bilancio zolfo di cui al par. 1.5 del piano di monitoraggio e controllo (PMC), con nota DIR 021/FZ.cz del 27/02/2012 ENI R&M ha inoltrato istanza al MATTM ai sensi dell'art. 29-nonies del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. per eseguire il bilancio dello zolfo su base annuale anziché mensile. Il gestore decorsi i 60 giorni previsti dall'art. 29 – nonies e preso atto dell'accoglimento dell'istanza, ha provveduto ad eseguire un bilancio annuale dello zolfo.

L'iter del procedimento avviato dal MATTM con nota DVA- 2012 – 0007241 del 23/03/2012 si è concluso con la nota del MATTM prot. DVA -2013- 0019100 del 13/08/2013 dalla quale si riscontra che per la modifica richiesta non si ritiene applicabile l'art. 29-nonies, comma 1, del D.Lvo 152/2006 che riguarda invece la modifica degli impianti. Nelle more della conclusione dei procedimenti di aggiornamento dell'AIA in questione, la società ENI S.p.A. dovrà pertanto rispettare le frequenze attualmente previste dal decreto autorizzativo AIA.

Analogamente, in merito agli obblighi di cui al par. 2.1 del PMC di monitoraggio del tenore di vapore acqueo nei fumi dei camini E18-COGE e E20, con nota DIR 138/FZ.cz del 23/11/2011 ENI ha inoltrato istanza al MATTM di modifica della frequenza di monitoraggio da mensile a semestrale. Tale istanza è stata accolta dal MATTM con nota DVA-2012-0004633 del 23/02/2012. Anche in questo caso, scaduti 60 giorni dalla presentazione dell'istanza, il Gestore ha modificato la frequenza, eseguendo semestralmente la determinazione del vapore acqueo in concomitanza con le misure discontinue di altri parametri ai camini.

Con riferimento al paragrafo 2.1 del PMC, in relazione alla situazione autorizzativa dell'unità di cogenerazione (camino E18-COGE), con nota DIR 076/FZ.cz del 24 giugno 2011 il Gestore ha richiesto al MATTM chiarimenti in merito all'interpretazione della prescrizione indicata a pag. 51 del parere istruttorio e relativa al rispetto puntuale dei valori limite di cui all'allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06; a tale richiesta ha fatto seguito l'incarico alla Commissione IPPC a procedere alle valutazioni necessarie (nota DVA-2011-0019840 del 3 agosto 2011). Successivamente, con nota prot. 48156 del 18 dicembre 2012 Ispra ha ribadito la necessità di chiarimenti in merito per l'espletamento delle funzioni di controllo. Nelle more delle valutazioni da parte dell'Autorità Competente, ENI ha comunicato l'intenzione di adottare i valori limite di cui al decreto MICA di autorizzazione dell'impianto COGE antecedente all'AIA e, sulla base di queste considerazioni, ENI ha comunicato alcuni eventi di emissioni anomale. Si ribadisce pertanto la necessità di un chiarimento sui valori limite applicabili, al fine di valutare la conformità dell'esercizio dell'impianto all'atto autorizzativo per la parte emissioni in aria dal camino E18 – COGE.

7. CONCLUSIONI

In relazione agli obblighi di monitoraggio del bilancio zolfo e del tenore di vapore acqueo ai camini E18-COGE ed E20, considerata le richieste inoltrate da ENI con nota DIR 021/FZ.cz del 27/02/2012 ENI R&M e con nota DIR 138/FZ.cz del 23/11/2011 e la conseguente risposta del MATTM prot. DVA -2013- 0019100 del 13/08/2013 dalla quale si riscontra che per le modifiche richieste non si ritiene applicabile l'art. 29-nonies, comma 1, del D.Lvo 152/2006 che riguarda invece la modifica degli impianti, si evidenzia che nelle more della conclusione dei procedimenti di aggiornamento dell'AIA in questione, la società ENI S.p.A. dovrà rispettare per l'esecuzione del bilancio dello zolfo e delle misure di vapore nei fumi le frequenze mensili attualmente previste dal decreto autorizzativo AIA.

In considerazione che la produzione della raffineria, come comunicato dal Gestore dello stabilimento alle Autorità competenti via fax il 27/10/2011, è stata sospesa per un periodo di circa sei mesi, e che pertanto ENI R&M non ha potuto dare piena attuazione ai controlli previsti e indicati nel Piano di Monitoraggio e Controllo, per le unità produttive poste fuori esercizio, nel corso dell'attività ispettiva si è constatato che tutte le attività legate all'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo che a causa della fermata della raffineria sono riprese regolarmente al riavviamento degli impianti avvenuto del mese di maggio 2012.

Dalle verifiche effettuate a campione dalla commissione ispettiva, nonché dalle dichiarazioni del gestore e dai risultati delle azioni di monitoraggio e controllo si attesta il rispetto dei limiti prescritti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale non si sono registrati nel sito eventi incidentali.

Il gruppo ispettivo ARPAV:

(Servizio Osservatorio Grandi Rischi e IPPC)

OCA

(Servizio Controlli Ambientali)

(Servizio Controlli Ambientali)

(Servizio Controlli Ambientali)

(Servizio Controlli Ambientali)