

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

**Rapporto Conclusivo d'Ispezione
Ordinaria**
(valido come Relazione visita in loco ai sensi dell'ex art. 29-decies comma 5)

Attività ispettiva ex art. 29-decies del Dlgs 152/06 e s.m.i., comma 3

ENI S.p.A.
Raffineria di Sannazaro de' Burgondi e Ferrera Erbognone (PV)

Autorizzazione Ministeriale MATTM n. 74 del 7/3/2018

Visita in loco effettuata dal 30.09.19 al 03.10.19

Data di emissione 05.12.19

Indice

1	Premessa	3
1.1	Definizioni e terminologia	3
1.2	Finalità del presente Rapporto	4
1.3	Campo di applicazione.....	4
1.4	Autori e contributi del Rapporto	4
2	Impianto AIA Statale oggetto dell'Ispezione	5
2.1	Dati identificativi del gestore.....	5
2.2	Verifica pagamento tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale di esercizio dell'impianto (se applicabile)	5
3	Evidenze oggettive, risultanze e relative azioni da intraprendere	6
3.1	Evidenze oggettive*.....	6
3.2	Risultanze e relative azioni da intraprendere**	23
4	Allegati.....	25

1 Premessa

1.1 Definizioni e terminologia

Ispezione ambientale: (fonte direttiva) l'insieme delle azioni desunte dall'art.3, punto 22 della Direttiva 2010/75/UE del 24 novembre 2010, ivi compresi visite in sito, controllo delle emissioni e controlli delle relazioni interne e dei documenti di follow-up, verifica dell'autocontrollo, controllo delle tecniche utilizzate e adeguatezza della gestione ambientale dell'impianto, intraprese dall'Autorità competente per il controllo al fine di verificare e promuovere il rispetto delle condizioni di autorizzazione da parte delle installazioni, nonché se del caso, monitorare l'impatto ambientale di queste ultime.

Ispezione ambientale ordinaria: ispezione ambientale effettuata nell'ambito di un programma e in accordo a quanto previsto nell'Autorizzazione Integrata Ambientale ai sensi dell'art. 29 decies comma 3, con oneri a carico del gestore.

Ispezione ambientale straordinaria: ispezione ambientale effettuata in risposta a reclami, durante indagini in merito a inconvenienti, incidenti e in caso di violazioni o in occasione del rilascio, del rinnovo o della modifica di un'autorizzazione; è considerata sinonimo di "*ispezioni straordinarie*" di cui all'art. 29-decies, comma 4, del D.Lgs.152/2006.

Non Conformità (mancato rispetto di una prescrizione): mancato rispetto di una prescrizione dell'AIA e/o di un requisito di legge ambientale di settore, se espressamente richiamati nell'AIA.

Comporta comunicazioni all'Autorità Competente, ai sensi dell'articolo 29-quattordices del D.Lgs.152/06, con le relative proposte di misure da adottare che sono riconducibili ai seguenti livelli progressivi di severità in funzione della gravità della non conformità rilevata, in accordo a quanto specificato dell'articolo 29-decies comma 9:

- proposta di diffida, assegnando un termine entro il quale devono essere eliminate le irregolarità;
- proposta di diffida e contestuale sospensione dell'attività autorizzata per un tempo determinato, ove si manifestino situazioni di pericolo per l'ambiente;
- proposta di revoca dell'autorizzazione integrata ambientale e per la chiusura dell'impianto, in caso di mancato adeguamento alle prescrizioni imposte con la diffida e in caso di reiterate violazioni che determinino situazioni di pericolo e di danno per l'ambiente.

Comporta inoltre eventuale comunicazione all'Autorità Giudiziaria in caso di fattispecie che integrano sanzioni di natura penale.

Proposte all'Autorità Competente delle misure da adottare: (fonte art. 29 decies comma 6 D.Lgs.152/06 s.m.i. come modificato dal D.Lgs.128/10) sono eventuali rilievi del Gruppo Ispettivo che determinano una comunicazione specifica all'Autorità Competente circa le non conformità rilevate.

Violazioni della normativa ambientale: mancato rispetto di un obbligo legislativo non espressamente richiamato nell'atto autorizzativo e quindi non riconducibile al sistema sanzionatorio previsto dall'art. 29-quattordices (ad esempio superamenti di limiti emissivi fissati dalle vigenti normative di settore, inottemperanze di prescrizioni discendenti da procedimenti di VIA, non osservanza delle disposizioni sui rischi di incidenti rilevanti di cui al D.Lgs.105/2015 - ex 334/99 e s.m.i.).

Condizioni per il gestore: (definizione stabilita da ISPRA nell'ambito del sistema delle Agenzie Regionali): condizioni relative alle modalità di attuazione del PMC stabilite nell'ambito delle attività di controllo dall'autorità competente per il controllo (ad es. tecniche di esercizio, modalità attuative di autocontrolli, redazione di procedure ecc.).

Nella definizione di tali condizioni, l'Autorità Competente per il Controllo o Ente di Controllo, definisce generalmente anche i termini temporali entro i quali le stesse devono essere attuate / rispettate.

La definizione di tali condizioni non comporta necessariamente il riesame dell'AIA e a seguito della loro comunicazione da parte dell'Autorità Competente per il Controllo al gestore, diventano vincolanti per il gestore medesimo.

Criticità: (definizione stabilita da ISPRA nell'ambito del sistema delle Agenzie Regionali) evidenze di situazioni, anche connesse al contesto ambientale, che, pur non configurandosi come violazioni di prescrizioni dell'AIA o di norme ambientali di settore, generano un potenziale effetto o un rischio ambientale tali da richiedere l'individuazione di condizioni per il gestore atte a limitarne o prevenirne l'impatto.

1.2 Finalità del presente Rapporto

Il presente Rapporto conclusivo è stato redatto al fine di garantire la conformità a quanto richiesto dal comma 5 dell'art. 29-*decies* della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006, come modificato dal D.Lgs. 46/2014.

1.3 Campo di applicazione

Il campo di applicazione del presente Rapporto è riconducibile alle attività di controllo prescritte in AIA per gli impianti industriali indicati nell'Allegato XII alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e svolte ai sensi dell'art. 29-*decies* comma 3 del medesimo Decreto.

1.4 Autori e contributi del Rapporto

Il presente documento è stato predisposto da Lorenzo Maiorino (Ispettore di AIA nazionale ISPRA) sulla base delle informazioni acquisite nel corso della visita in loco e sulla base delle informazioni prodotte da ARPA Lombardia.

Il personale ISPRA e ARPA Lombardia ha svolto la visita in loco dal 30/09/19 al 03/10/19:

Lorenzo Maiorino	ISPRA (Ispettore di AIA nazionale);
Gianfranco Capponi	ISPRA (Ispettore di AIA nazionale);
Fabio Colonna	Settore Attività Produttive e Controlli- Sede Centrale – Milano;

e il seguente personale di ARPA Lombardia ha svolto la visita in loco dal 01.10.19 al 03.10.19

Stefano Benzoni	Settore Attività Produttive e Controlli- Sede Centrale – Milano
-----------------	---

Il seguente personale ha svolto attività di campionamento in data 02.10.19 presso i punti di scarico SF1 e presso il pozzetto SFT005

Alessandro Carluccio	ARPA – Dipartimento di Varese
----------------------	-------------------------------

2 Impianto AIA Statale oggetto dell'Ispezione

2.1 *Dati identificativi del gestore*

Ragione Sociale: **ENI S.p.A.**

Sede stabilimento: **Sannazaro de' Burgondi e Ferrera Erbognone (PV)**

Gestore/Delegato ambientale: **Michele Viglianisi**

Impianto a rischio di incidente rilevante: **SI**

Sistemi di gestione ambientale: **ISO 14001** (scadenza 24/4/2020) e **EMAS** (scadenza 12.03.2020)

Ulteriori informazioni sull'impianto oggetto della presente relazione, sono desumibili dalla domanda di AIA disponibile sul sito internet del Ministero dell'ambiente all'indirizzo www.aia/minambiente.it.

2.2 *Verifica pagamento tariffa del controllo ordinario e rapporto annuale di esercizio dell'impianto (se applicabile)*

In riferimento a quanto indicato nell'allegato IV del D.M. 6 marzo 2017, n. 58 "*Regolamento recante le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti al Titolo III-bis della Parte Seconda, nonché i compensi spettanti ai membri della commissione istruttoria di cui all'articolo 8-bis*", il Gestore ha inviato al MATTM ed a ISPRA, con nota prot. RAFSNZ/DIR/LA/015 del 28 gennaio 2019, **l'attestazione del pagamento della tariffa prevista per l'attività di controllo ordinario.**

Il GI ha acquisito il dettaglio della procedura di calcolo per la tariffa e in particolare il numero di parametri per la componente aria e scarichi idrici impiegati dal Gestore per calcolo della Tc (componente fissa), che risultano coerenti con l'assetto impiantistico e il Piano di Monitoraggio attuato.

Il GI ha rilevato in sede di visita in loco che il Gestore ha provveduto a pagare a gennaio 2019 la sola componente tariffaria di controllo ordinario Tc riservandosi di effettuare il pagamento per l'attività analitica Ta una volta noti i dettagli delle attività di monitoraggio che il GI avrebbe ritenuto necessario effettuare.

Il Gestore a seguito della visita in loco ha dunque provveduto, con nota prot RAFSNZ/DIR/LA/238 del 28/10/19 a corrispondere la tariffa Ta attinente alle attività di campionamento e analisi agli scarichi idrici, alla luce dell'attività effettivamente svolte da ARPA Lombardia nel corso dell'attività ispettiva.

Il Gestore ha inviato all'Autorità Competente e ad ISPRA, il **rapporto annuale di esercizio dell'impianto** relativo all'anno 2018 con nota prot. RAFSNZ/DIR/LA/098 del 29.04.19, nel quale lo stesso Gestore ha dichiarato la conformità dell'esercizio.

3 Evidenze oggettive, risultanze e relative azioni da intraprendere

3.1 Evidenze oggettive*

La visita in loco si è svolta dal 30.09.19 al 03.10.19. L'ultimo accesso, con la redazione del verbale di chiusura dell'attività ispettiva in loco, è stato condotto in data 03.10.19.

Le attività svolte nel corso della visita in loco sono state descritte, in dettaglio, nel “Verbale di svolgimento Visita Ispettiva Ordinaria”, dove sono riportate le matrici ambientali potenzialmente interessate nell'esercizio dello stabilimento e l'elenco dei documenti richiesti al Gestore e di quelli acquisiti in copia.

Si riportano sinteticamente gli esiti del controllo ordinario

Descrizione dell'assetto impiantistico e del sito

La Raffineria ENI di Sannazzaro ha come obiettivo la trasformazione di diverse tipologie di petrolio greggio e di diverse frazioni petrolifere semilavorate nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio.

Le principali produzioni della raffineria sono le seguenti:

- GPL per usi commerciali e per autotrazione;
- propilene per industria petrolchimica;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per riscaldamento ed autotrazione;
- olio combustibile per centrali elettriche;
- bitume e tar da visbreaker;
- fuel gas (inserito nella rete di distribuzione del Comune di Sannazzaro);
- syngas (fornito alla Centrale di Cogenerazione EniPower di Ferrera Erbognone).

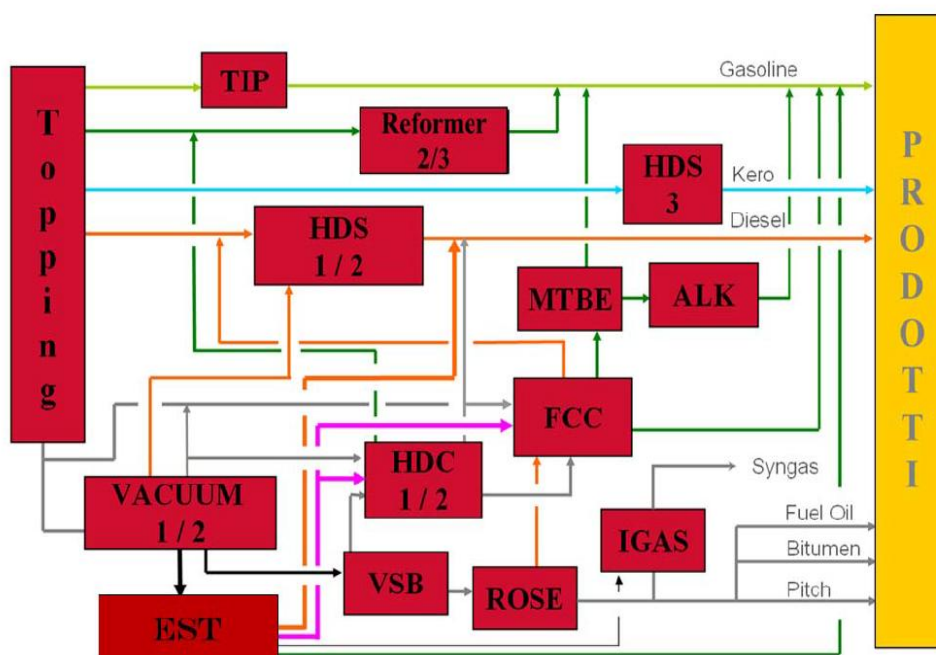
L'attuale ciclo produttivo è realizzato in unità primarie nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli oppure gli oli pesanti, i bitumi e gli asfalteni, provenienti dai vari stadi di distillazione, in prodotti leggeri di elevata qualità con ridotto contenuto di zolfo.

Le principali unità tecniche della Raffineria sono:

- 2 unità di Distillazione Atmosferica (Topping 1 (unità 53) e Topping 2 (unità 10).
- 2 unità di Distillazione sotto Vuoto (Vacuum 1 (unità 57) e Vacuum 2 (unità 82)).
- l'impianto EST (Eni Slurry Technology, unità 90 e 90 PTU).
- 2 impianti di Hydrocracking (HDC1 (unità 23) e HDC2 (unità 34).
- un impianto Cracking catalitico a letto fluido (FCC, unità 58 per la sezione di reazione e rigenerazione
- catalizzatore, unità 59 per le sezioni di frazionamento).;
- un impianto di alchilazione ad acido fluoridrico (unità 55).;
- un impianto Visbreaker (unità 11).
- un impianto Gassificazione del TAR Vacuum;
- impianti di desolforazione benzine, gasoli e cherosene;
- 2 impianti di reforming benzine;
- 2 impianti di produzione idrogeno (unità 25 e 95);

- 4 impianti zolfi (impianti recupero zolfo SRU2-unità 17, SRU3-unità 77, SRU4-unità 74 e SRU5-unità 94): trattano gas contenenti idrogeno solforato e ammoniaca provenienti dal lavaggio gas e SWS (unità di trattamento acque acide);
- 2 unità di reforming catalitico, RC2 (unità 51) e RC3 (unità 13)
- 1 unità di isomerizzazione catalitica (TIP, unità 50);
- unità di desolforazione catalitica:
- unità Nafta Hydrobon (unità 12), per la desolforazione della miscela costituita da benzina leggera, pesante e GPL;
- unità di desolforazione CD-TECH (unità 29) delle benzine provenienti dall'unità FCC: garantisce il rispetto delle specifiche di legge sul contenuto massimo di zolfo nelle benzine;
- unità di desolforazione PRT per l'eliminazione dello zolfo nella benzina pesante;
- unità HDS1 (unità 66) e HDS2 (unità 18), per la desolforazione del gasolio;
- unità HDS3 (unità 52), per la desolforazione del kerosene;
- unità Merox GPL (unità 39, 60÷63);
- unità di desolforazione fuel gas
- 2 unità di frazionamento del GPL,
- 5 unità Sour Water Stripper SWS (SWS2-unità 78, SWS3-unità 71, SWS4-unità 35 e SWS5-unità 92 e WWS-unità 30);
- 4 linee di collettori di blow-down (unità 72);
- impianto di Gassificazione idrocarburi pesanti ubicato in SOI OVEST (unità 30, 31, 33 e 37);
- 1 unità di deasfaling (unità 32).

Schema semplificato del processo di raffinazione



1 - TOPPING

Topping 1 - Unità 53

Topping 2 - Unità 10

2 - TIP

Tip - Unità 50

3- VACUUM

Vacuum 1 - Unità 57

Vacuum 2 - Unità 82

4- EST

ENI Slurry Technology - Unità 90

5 - VISBREAKER

Visbreaker - Unità 11

6 - HDC

HDC1 - Unità 23

HDC2 - Unità 34

7 - HDS

HDS1 - Unità 66

HDS2 - Unità 18

8 - REFORMER

RC2 - Unità 51

RC3 - Unità 13

9- ROSE DEASPHALTING

Rose Deasphalting - Unità 32

10 - FCC

FCC - Unità 58/59

11 - MTBE

MTBE - Unità 68

12 - IGAS

IGAS - Unità 30

13 - ALCHILAZIONE

Alchilazione - Unità 55

14 - HDS3

HDS3 - Unità 52

Esito delle verifiche documentali e di sopralluogo

L'ispezione ambientale si è sviluppata secondo le seguenti fasi:

- illustrazione delle finalità dell'ispezione ambientale;
- effettuazione di controlli di tipo documentale, tecnico e gestionale;
- verifica dell'adempimento delle prescrizioni previste dall'AIA;
- attività di sopralluogo che ha interessato le seguenti aree di impianto:
 - Sala controllo dell'area di raffineria SOI OVEST
 - SME e punti emissioni
 - Aree di impianto, parco serbatoi
 - Area di deposito preliminare dei rifiuti;
 - Area incidentata nell'evento del 17 settembre 2019 (impianto di Gassificazione – Isola 7).

All'atto della verifica in loco il Gestore ha dichiarato che a seguito dell'incidente IGAS e della sua conseguente indisponibilità l'assetto di Raffineria è mutato sia del punto di vista delle unità in esercizio e sia del punto di vista del rateo di lavorazione, specialmente in relazione alle frazioni più pesanti derivanti dalla distillazione del greggio.

All'atto della visita ispettiva le unità non in esercizio sono:

- Impianto IGAS;
- impianto Visbreaker (unità 11);
- unità di Distillazione sotto Vuoto (Vacuum 1 (unità 57);
- impianto di Hydrocracking HDC2 (unità 34);
- 2 impianti zolfo (impianti recupero zolfo SRU2-unità 17 e SRU5-unità 94);
- 1 impianto di produzione idrogeno (unità 95);
- l'impianto EST (Eni Slurry Technology, unità 90 e 90 PTU);
- 2 unità Sour Water Stripper SWS (SWS5-unità 92 e WWS-unità 30).

Sala Controllo SOI OVEST

Nella Raffineria sono presenti quattro principali sale controllo per il monitoraggio e la supervisione dei processi.

Il GI ha preso visione delle condizioni di esercizio presso la sala controllo dell'area di raffineria SOI OVEST, rilevando al DCS lo stato di esercizio degli impianti di produzione della SOI OVEST B.

Il GI ha rilevato al DCS che sono monitorati le seguenti unità:

- impianto di Hydrocracking - HDC1 (unità 23);
- impianto Visbreaker (unità 11);
- impianto di produzione idrogeno (unità 25);
- unità di desolforazione fuel gas (unità 26 indicata anche come unità LAMM);

Segnatamente, il GI ha preso visione che in relazione all'evento incidentale dell'unità IGAS e della sua indisponibilità l'assetto della Raffineria è stato rimodulato, in termini di unità in esercizio e riduzione del rateo di lavorazione complessivo della raffineria, per far fronte alla circostanza.

La rimodulazione di cui sopra ha comportato un incremento della produzione specifica di bitume.

In dettaglio, l'impianto Visbreaker (unità 11) all'atto del sopralluogo non è in esercizio, come è stato rilevato dal DCS, ove la portata massica di alimentazione denominata FC012 PV all'atto del sopralluogo è pari a zero.

L'impianto di Hydrocracking (unità 23) all'atto del sopralluogo è in esercizio con un carico pari a circa l'80% della potenzialità massima.

Le condizioni di marcia sono desumibili dal DCS, ove la portata di alimentazione gasolio da vuoto VGO all'atto del sopralluogo è pari 185 t/h.

L'impianto di produzione idrogeno (unità 25) all'atto del sopralluogo è in esercizio con un carico pari a circa il 95% della potenzialità massima.

Le condizioni di marcia sono desumibili dal DCS, ove la portata di alimentazione fuel gas all'atto del sopralluogo è pari 9,5 t/h e la produzione di idrogeno, previa separazione attraverso unità PSA (setaccio molecolare per la separazione dell'idrogeno da altri componenti del reforming) all'atto del sopralluogo è pari a circa 3,3 t/h.

Il GI ha preso visione delle modalità di monitoraggio effettuate al DCS per le unità di produzione presidiate presso la sala controllo dell'area di raffineria SOI OVEST B dal Gestore e come esse siano integrate da attività operative in campo.

Ulteriormente il GI ha preso visione delle modalità adottate dal Gestore per la minimizzazione degli invii in torcia.

In dettaglio il Gestore ha riferito che

- sono operativi due compressori del tipo ad anello liquido per il recupero del gas di blow-down (di due delle tre torce presenti – S22 e S23), funzionanti con una portata complessiva in massa pari a circa 4,2 t/h, come visibile nelle schermate del DCS;
- il gas di blow-down prima di essere avviato al recupero subisce un processo di trattamento (lavaggio amminico - unità LAMM per la rimozione dello zolfo);
- le percentuali di recupero del gas di blow-down sono normalmente significativamente maggiori del 50 %. In dettaglio all'atto della verifica la percentuale è pari a circa il 60% (4,2 portata di recupero (t/h) / 7,2 portata del gas di blow-down (t/h))
- è in corso una capillare attività di ricerca di tutte le possibili immissioni sulla rete di blow-down al fine di rendere completo il processo di recupero.

Parco Serbatoi

Il GI ha effettuato un sopralluogo presso il serbatoio in servizio G4007, serbatoio di categoria A a tetto galleggiante di capacità pari a 39.000 m³ destinato allo stoccaggio di greggio.

Il serbatoio è dotato di doppio fondo con bacino di contenimento non pavimentato, presenta dreni spia per la verifica di presenza di prodotto tra i due fondi; all'atto della verifica, risulta contenente prodotto per circa 80% della sua capacità.

Il tetto del serbatoio appare visivamente in buone condizioni e dotato di dispositivi di riduzione delle emissioni odorigene (calze di copertura).

Il Gestore ha dichiarato che il serbatoio, a seguito di interventi di manutenzione effettuati nel periodo 2017/2019, è stato predisposto per l'installazione di un sistema di controllo di inclinazione del tetto (inclinometro) attualmente non installato.

Gli interventi di manutenzione effettuati sono consistiti nella sostituzione del primo fondo, installazione del doppio fondo, rifacimento dell'impianto antincendio, delle tenute del tetto galleggiante, del sistema di drenaggio dal tetto ed ulteriori interventi di miglioria sulle linee di processo.

Il GI ha rilevato che la valvola di apertura del dreno del tetto del serbatoio risulta attualmente posizionata in una zona che non consente, in caso di necessità, una manovra agevole da parte degli operatori.

Il Gestore ha dichiarato di provvedere a disporre le opportune azioni finalizzate al miglioramento delle condizioni di manovrabilità da parte degli operatori della valvola di drenaggio del tetto del serbatoio G4007 valutando, con lo stesso criterio, la situazione esistente per gli altri serbatoi di stabilimento.

Dal tetto del serbatoio G4007 sono visibili i serbatoi, e relativi bacini di contenimento, G4004 (Kerosene), G4008 (greggio) e G4009 (greggio).

Il serbatoio G4008 è dotato di inclinometro.

Il GI ha rilevato la presenza, per i serbatoi visibili, di sistemi di riduzione di emissioni odorigene e stessa condizione in relazione ai bacini di contenimento (non pavimentati e privi di sistemi di collettamento delle eventuali perdite dai serbatoi).

A distanza risultavano visibili i serbatoi G4010 e G4011 attualmente in stato di manutenzione, come dichiarato dal Gestore, i quali, secondo programmazione stabilita, saranno oggetto di intervento per l'installazione di doppi fondi.

Il Gestore ha dichiarato che i suddetti serbatoi non rientrano nel programma approvato dall'Autorità Competente per la pavimentazione dei bacini di contenimento.

Area deposito preliminare rifiuti

Il GI ha verificato l'area destinata al deposito preliminare dei rifiuti prodotti in Raffineria.

L'area risulta dotata di pavimentazione, cordolatura, recinzione e regimentazione delle acque.

I rifiuti sono contenuti all'interno di appositi contenitori per evitare il contatto con agenti atmosferici (scarrabili e fusti metallici) e identificati con i relativi Codici CER.

All'atto del sopralluogo sono stati individuate le seguenti tipologie di CER:

CER 15.02.02* materiale assorbente contaminato custoditi in fusti metallici con chiusura a coperchio a baionetta, disposti su bacali sovrapposti su tre piani al massimo per un totale complessivo di 48 bacali stimati in circa 48 m³;

CER 17.04.11 cavi (non pericolosi) sfusi su area confinata, non coperta;

CER 17.04.05 rottami ferrosi (non pericolosi) sfusi su area confinata, non coperta;

CER 15.01.04 imballaggi (non pericolosi) sfusi su area confinata, non coperta;

CER 16.08.07* residuo catalizzatore esausto (FCC) contenuto in silos metallico con braccio flessibile per le operazioni di carico e tramoggia per lo scarico in apposito mezzo per il trasporto al trattamento finale.

Sono presenti contenitori e serbatoi fissi e mobili con caratteristiche adeguate di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti che contengono.

I contenitori sono raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti risultando ispezionabili.

Nell'area sono presenti sostanze adsorbenti (fibra di cocco) da utilizzare in caso di perdite accidentali di liquidi.

Il GI ha chiesto se nell'area di deposito preliminare siano custoditi i rifiuti delle apparecchiature e delle strutture danneggiate a seguito dell'evento incidentale dell'impianto IGAS de 17 settembre 2019.

Il Gestore dichiara che tali rifiuti non sono transitati in tale area di deposito preliminare. (vedi anche parte sui rifiuti, all'interno del paragrafo "Verifica a campione dell'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo").

Controlli su parco serbatoi

Il Gestore ha dichiarato che la raffineria dispone di un parco di 230 serbatoi (di cui 209 di tipo atmosferico) con una capacità complessiva di circa 3.860.000 m³.

Sono configurate le seguenti tipologie di stoccaggio, in base alla normativa vigente:

- Serbatoi tumulati (sigari), destinati allo stoccaggio di GPL;
- Serbatoi di tipo sferico, dotati di coibentazione fire proofing destinati allo stoccaggio di GPL;
- Serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con un punto di infiammabilità < 21°C (ad. esempio benzine, MBTE ecc)
- Serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità > 21°C e < 65°C (ad esempio: Kerosene, ecc);
- Serbatoi di categoria C destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità > 65 °C (ad esempio Gasoli, Oli combustibili, Bitumi, ecc).

In riferimento alla prescrizione n. 35 del PIC, il Gestore, per tutti i serbatoi - ad eccezione di quelli contenenti bitume, prodotti petroliferi con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C, acque da trattare, additivi, lubrificanti contenuti in serbatoi di capacità inferiore a 6.000 m³, zolfo e GPL- deve provvedere all'installazione di doppio fondo.

Pertanto, il Gestore dovrà predisporre un piano di miglioramento che preveda almeno l'adeguamento di due serbatoi all'anno ed il completamento entro dieci anni del suddetto piano; tale piano dovrà essere notificato all'Autorità di Controllo. ISPRA aggiornerà annualmente l'Autorità competente.

Il Gestore ha provveduto a trasmettere con nota PEC prot. n. RAFSNZ/DIR/LA/090 del 14 giugno 2018 (acquisita in ISPRA prot. n. 38865 del 14 giugno 2018) il piano di messa fuori servizio dei serbatoi per l'apposizione del doppio fondo:

In dettaglio:

- set-dic 2018: G-4004;
- gen-dic 2019: G-4007 e G-4010;
- gen-dic 2019: G-4011 e S-09;
- gen 2021 – set 2028: G-4149, S-01, S-21, S-41, S-42, S-44, S-48, S-49, S-50 e S-51.

prevedendo la messa fuori servizio di 2 serbatoi l'anno.

Il GI ha rilevato che le informazioni riportate nella nota sopra citata non risultano corrispondenti all'attuale situazione.

Il Gestore, a tale proposito, ha dichiarato che il programma comunicato con tale nota ha consuntivato degli anticipi.

In particolare, è stata già completata la messa fuori servizio dei serbatoi inizialmente prevista nel periodo sett. 2018 – dic. 2019, anticipando al 2019 interventi di messa fuori servizio inizialmente schedulati a partire dal 2020.

Ad esempio, il serbatoio G4011, la cui messa fuori servizio era inizialmente schedulata nel periodo genn. – dic. 2020, risulta ad oggi in fase di bonifica.

Su richiesta del GI, il Gestore ha fornito il cronoprogramma di massima in merito alle operazioni in corso e previste per i serbatoi G4010 e G4011

Il GI, come condizione per il Gestore, chiede il **Piano aggiornato di messa fuori servizio dei serbatoi per l'apposizione del doppio fondo**, con i criteri con cui è stato elaborato, da trasmettere a ISPRA e ARPA Lombardia entro il **31 dicembre 2019**.

La prescrizione n. 35 prevede inoltre l'esecuzione di uno specifico studio condotto da ente terzo qualificato che, sulla base degli esiti di specifici test, dimostri che a temperatura ambiente le perdite dei prodotti petroliferi degli oli combustibili con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C sono rese improbabili dalla solidificazione degli stessi.

Il Gestore ha dichiarato che tale studio è stato condotto e già inviato ad ISPRA con nota ENI prot. RASNZ/DIR/LA/146 del 17/09/2018.

In relazione al recente decreto di Riesame dell'AIA il GI chiede come sia stato adeguato il piano di ispezione dei serbatoi secondo i nuovi criteri fissati:

- serbatoi a fondo singolo: ispezione interna con una frequenza non superiore a 10 anni;
- serbatoi dotati di doppio fondo: ispezione interna con una frequenza non superiore a 20 anni.

Il Gestore ha dichiarato che - in analogia con quanto già affermato in relazione agli anticipi consuntivati nell'implementazione del piano di messa fuori servizio dei serbatoi per l'apposizione dei doppi fondi- anche per la messa a regime del piano di ispezione esterna dei serbatoi a singolo e doppio fondo, si è registrato un miglioramento delle tempistiche inizialmente previste.

In particolare:

- in relazione al piano di esecuzione delle ispezioni esterne dei serbatoi a fondo singolo, si evidenzia che la sua messa a regime è avvenuta nel mese di settembre 2019 (data target inizialmente prevista: sett. 2020);
- in relazione al piano di esecuzione delle ispezioni esterne dei serbatoi a fondo doppio, si evidenzia che la sua messa a regime è avvenuta nel mese di settembre 2019 (data target inizialmente prevista: sett. 2023).

In relazione ai serbatoi G4007 utilizzato per lo stoccaggio di greggio, G4185 utilizzato per lo stoccaggio di benzina, S15 utilizzato per lo stoccaggio di gasolio e G41108 utilizzato per lo stoccaggio di olio combustibile, il GI ha acquisito le informazioni in merito alla cronistoria delle attività di manutenzione effettuate, l'esito dell'ultima attività di controllo effettuata sull'integrità del fondo e del mantello del serbatoio, l'ultima rilevazione o stima della velocità di corrosione, vita residua e indicazione delle scadenze prossime relative alle attività di controllo ed ispezione.

Pavimentazioni e bacini

Per tale prescrizione, il Gestore ha inizialmente proposto di utilizzare come soluzione tecnologica l'impermeabilizzazione parziale dei bacini dei serbatoi contenenti Benzina e MTBE (rif. nota prot. n. RAFSNZ/DIR/LA/145 del 26/09/2018 e nota prot. n. RAFSNZ/DIR/035 del 26/02/2019)

Successivamente, in riscontro alla prescrizione n. 35 ha trasmesso nota con PEC prot. RAFSNZ/DIR/MV/202 del 10 settembre 2019, il cronoprogramma degli interventi di adeguamento dei sistemi di prevenzione della contaminazione dei bacini MBTE e benzina redatto dalla società PROGER S.p.A. per conto di Eni.

Nel dettaglio l'intervento consiste nella realizzazione di un anello di contenimento impermeabile con sistema di drenaggio costituito da una canaletta in calcestruzzo armato impermeabile a sezione rettangolare, posto lungo la circonferenza esterna della fondazione di ciascun serbatoio, per la raccolta di eventuali sversamenti di prodotto.

Oggetto dell'intervento sono complessivamente 47 serbatoi di cui 3 sono destinati allo stoccaggio di MBTE mentre i rimanenti 44 per lo stoccaggio di benzina.

Il GI ha chiesto lo stato di implementazione del piano.

Il Gestore ha dichiarato che, con riferimento al cronoprogramma allegato al documento trasmesso con la nota sopra indicata (prot. RAFSNZ/DIR/MV/202 del 10 settembre 2019), attualmente, così come previsto, è stato dato avvio alla fase di Ingegneria di dettaglio. Nello specifico sono iniziati i rilievi propedeutici alla preparazione della documentazione tecnica ed amministrativa per consentire la realizzazione degli interventi previsti.

Manutenzioni e altre verifiche documentali a livello di gestione ambientale

Il GI in sede di sopralluogo ha visto che, presso la struttura di raffineria denominata SOI Util, talune strutture e infrastrutture mostrano diffuse evidenze di stati di ossidazione.

A tal merito il GI ha chiesto al Gestore se tutte le parti di tale sezione risultino in esercizio, quali siano le apparecchiature critiche individuate tra le parti in esercizio e le attività manutentive attuate.

Il Gestore ha dichiarato che nella sezione SOI Util sono presenti delle sezioni di impianto escluse dal ciclo produttivo e poste in stato di conservazione.

Per tali sezioni è stato previsto un piano specifico di smantellamento, che sarà implementato da impresa specializzata nel settore.

Per tale attività è già stato stanziato specifico fondo.

Ulteriormente, il Gestore ha riferito che le attività di ispezione in tale sezione di Raffineria sono effettuate in accordo agli studi Risk Based Inspection RBI implementati a partire dal 21 dicembre 2017 (data di consegna dello studio di RBI).

Il GI ha chiesto evidenze oggettive delle attività di ispezione eseguite per tale sezione.

Il Gestore, a riguardo, ha reso disponibili al GI la seguente documentazione:

- Elenco delle apparecchiature in esercizio dell'unità CTE;
- Elenco degli Item presenti nell'area CTE in stato di conservazione, esclusi dal ciclo produttivo per i quali è previsto un piano di rimozione dalla stessa area
- Dettagli sulle attività di controllo ed ispezione eseguite sulla caldaia F50 e sul turbogas TG5.

Emissioni in atmosfera

Si riportano gli esiti, suddivisi per tematica, delle verifiche effettuate dal GI.

Gestione SME

Il GI ha preso visione dello SME collegato punto emissivo denominato S12 facendo un sopralluogo presso la relativa cabina SME entrata a regime a ottobre 2018, momento da quale è previsto, da Decreto autorizzativo, l'avvio del monitoraggio in continuo; il Gestore specifica che ha adattato la cabina utilizzando quella precedentemente destinata al monitoraggio della S36, che è stata installata ex novo.

Come per tutte le cabine della Raffineria, anche per la cabina della S12 è prevista la ridondanza delle linee riscaldate di prelievo e dei relativi gruppi refrigeranti.

Il GI ha preso visione degli analizzatori presenti per la rilevazione degli ossidi azoto NO_x (Analizz. ABB-LIMAS 11 principio di misura: UV), del biossido di zolfo SO₂, del monossido di carbonio CO (Analizz. ABB URAS 28 principio di misura: IR) e delle polveri (Analizzatore PCME, principio elettrodinamico); sono stati inoltre installati due misuratori di Ossigeno (secco e umido) che consentono di ricavare il dato dell'umidità dei fumi.

A livello documentale il GI ha acquisito l'ultima revisione del "Manuale di gestione SME" che va includere la emissione S12, il cui monitoraggio in continuo è stato avviato a partire da ottobre 2018

Il Gestore ha fatto presente che la valutazione del rispetto del valore limite per il parametro CO al punto emissivo S12 risulta formulato in due differenti modi nel decreto AIA: nel PIC - paragrafo 7.3.7 di pagina 148 tabella VLE con monitoraggio continuo con VLE media mensile; nel PMC - paragrafo 3.1 di pagina 17 - con frequenza di misurazione mensile e campionamento manuale.

Il GI indica che le modalità di valutazione del rispetto del VLE per tale punto emissivo per il parametro CO deve essere intesa rispettata in base a quanto prescritto nel PIC e l'Ente di Controllo si riserva di valutare le modalità di attuazione del PMC, su richiesta formale del Gestore all'Autorità Competente e agli Enti di Controllo.

Il Gestore ha specificato che il sistema è sottoposto alle procedure di manutenzione e taratura ai sensi della norma UNI EN 14181.

A tal fine il GI ha effettuato le seguenti verifiche:

- Gestione delle bombole di taratura per gli analizzatori: il Gestore ha specificato che la calibrazione di "span" degli analizzatori avviene ogni due settimane tramite cellette interne e ogni tre mesi tramite bombole certificate.

Il GI ha acquisito l'ultimo certificato di calibrazione tramite bombole verificando la corrispondenza della matricola della bombola di CO presente in cabina con quella riportata nel certificato (Matr n. 107372 scad 27/03/21 concentrazione CO: 162,28 mg/Nm³);

- Gestione rette di QAL2 caricate a sistema: a tal fine il GI si è recato presso il reparto MAN ELE/STRU dove ha preso visione dei coefficienti inseriti a seguito della QAL2 per il punto di emissione S12; tali coefficienti risultano corrispondenti con quelli riportati all'interno dei più recenti rapporti di QAL2 relativi alla emissione S12.

Calcolo della bolla

Il Gestore ha fatto presente che il sistema SME presente in Raffineria è stato adeguato al nuovo calcolo della bolla a livello di limiti emissivi e di inquinanti interessati (NO_x e SO₂ ai sensi della BAT 57 e 58, da applicare a partire dal 2019, primo anno successivo all'entrata in vigore delle BAT Conclusions)

Le modalità del sistema di gestione dello SME, riportato nel precedente rapporto conclusivo dell'ispezione del 2018, non ha subito modifiche.

Dal prospetto del mese di giugno 2019 acquisito dal GI, si evince che il Gestore ha integrato il prospetto mensile ai fini della bolla con tutti quei camini soggetti a limiti puntuali ai sensi del Decreto AIA di riesame (per S37 è stato riportato un limite di 15 anziché 10 mg/Nm³ come da Tab p.12 par.7.3 del PIC).

Microinquinanti

Emissione S05 (FCC): Il prospetto riassuntivo per il 2018 allegato al Report annuale contiene i risultati di tutte le campagne in coerenza con le indicazioni del PMC; secondo una logica di controllo a campione il GI ha acquisito i rapporti di prova eseguiti dal laboratorio Laser Lab (ACCREDIA Lab n.142) sul monitoraggio dei microinquinanti della emissione S05 del primo semestre 2019, riscontrando la corrispondenza dei parametri indicati nel Decreto di riesame AIA (Tabelle punti 6 e 9 par 7.3 del PIC) e il rispetto dei VLE.

Emissione S24 (rigenerazione catalizzatore reforming catalitico RC3)- Follow up: Il decreto di riesame AIA n.74 del 2018 prescrive al punto 10 del par.7.3 “Aria” la realizzazione (entro aprile 2020) di un sistema di abbattimento finalizzato al raggiungimento per i PCDD/PCDF di un valore emissivo inferiore a 0,1 ng I TEQ/Nm³ (che diventerà a partire da aprile 2020 il valore limite); nelle more (ovvero a partire da aprile 2018) è stato fissato per l'emissione S24 un limite di 10 ng I TEQ/Nm³, con una frequenza mensile di monitoraggio.

Il report annuale 2018 fornisce i dati del monitoraggio mensile avviato dal mese ad aprile 2018 per il parametro PCDD/PCDF espresso in TEQ.

Il GI ha acquisito i rapporti di prova per il parametro PCDD/PCDF espresso in TEQ relativi al 2019 fino ad oggi disponibili (gennaio- agosto 2019), i cui esiti si riportano nella seguente tabella

<i>Mese</i>	<i>PCDD/PCDF ng I-TEQ /Nm³</i>
Gennaio	3,9
Febbraio	1,2
Marzo	0,9
Maggio	9,3
Giugno	6,1
Luglio	2,2
Agosto	5,5

Il Gestore ha specificato che l'assenza del report di aprile 2019 è dovuta alla fermata dell'impianto per manutenzione, come comunicato preventivamente dal Gestore a marzo 2019 (Nota prot. 51 del 13/03/19)

I risultati mostrano un andamento analogo al 2018, con concentrazioni che attestano sull'ordine dell'unità (eccezion fatta per i mesi di maggio e agosto 2018) che evidenziano la necessità di implementare i sistemi di abbattimento.

Il GI ha chiesto al Gestore quale strategia è in atto per il rispetto della prescrizione n. 10 del par.7.3 del PIC prevista per il punto emissivo S24.

Il Gestore ha dichiarato di essersi attivato, già precedentemente alla prescrizione del Riesame di AIA, nella valutazione delle emissioni di diossine che si originano nel processo di reforming catalitico dell'Unità RC3 (unità 13 – SOI OVEST), con il licenziatario UOP (società del Gruppo HONEYWELL) del processo di reforming effettuando uno studio di basic del processo CloroSorb, processo licenziato da UOP per l'abbattimento dei composti clorurati e in particolare delle diossine.

Lo studio è stato ultimato nel primo trimestre del 2018. I risultati sull'efficienza di abbattimento CloroSorb sono risultati insufficienti a traguardare il VLE prescritto nel Riesame di AIA. Il Gestore ha dunque ricontattato la società UOP.

UOP ha confermato la possibilità tecnologia di rispettare i nuovi VLE imposti ed ha eseguito un nuovo studio di basic in compartecipazione con la società CRITERION Ltd, definendo la nuova scelta tecnico progettuale.

Ad oggi il Gestore ha attivato l'engineering per l'acquisto delle apparecchiature previste per la tecnologia di abbattimento delle diossine, ipotizzando una messa in esercizio del sistema di abbattimento a partire dalla metà del 2021.

Nel frattempo, è stato attivato e risulta in corso uno studio FEED (Front End Engineering Design) al fine di poter procedere all'esecuzione dei lavori.

Il Gestore provvederà a formalizzare con l'Autorità Competente le modalità ipotizzate, stabilendo un preciso cronoprogramma per la realizzazione del sistema di abbattimento.

LDAR

Il Gestore continua a mantenere attivo il sistema di controllo delle emissioni fuggitive, anche per il tramite di una società terza incaricata (Bureau Veritas ha sostituito la VED a partire da maggio 2018).

In una logica di controllo a campione, il GI ha verificato lo stato di attuazione del protocollo LDAR, per il biennio 2018-2019, per l'impianto FCC.

Il Gestore ha fornito la tabella riassuntiva (estratta tramite il software di gestione LDAR) riportante per entrambi gli anni i componenti ispezionati (soggetti a monitoraggio con frequenza annuale, in quanto accessibili) e quelli classificati "in perdita" prima e dopo gli interventi sull'impianto FCC.

Impianto FCC 2019					
1 : MISURA PRIMA MANUTENZIONE	Totale sorgenti identificate	Totale sorgenti accessibili	Totale sorgenti inaccessibili	Totale sorgenti monitorate	Totale perdite
Totale	8.046	7.264	782	7.264	9
2 : MISURA DOPO MANUTENZIONE	Totale sorgenti identificate	Totale sorgenti accessibili	Totale sorgenti inaccessibili	Totale sorgenti monitorate	Totale perdite
Totale	8.046	7.264	782	9	4

Impianto FCC 2018					
1 : MISURA PRIMA MANUTENZIONE	Totale sorgenti identificate	Totale sorgenti accessibili	Totale sorgenti inaccessibili	Totale sorgenti monitorate	Totale perdite
Totale	8.046	7.264	782	7.247	23
2 : MISURA DOPO MANUTENZIONE	Totale sorgenti identificate	Totale sorgenti accessibili	Totale sorgenti inaccessibili	Totale sorgenti monitorate	Totale perdite
Totale	8.046	7.264	782	15	13

La differenza del numero di componenti in perdita finale del 2018 e iniziale del 2019 va correlata con la manutenzione ordinaria svolta sull'impianto FCC nei mesi di aprile -maggio 2018 (comunicata dal Gestore con nota prot RAFSNZ/DIR/LA/042 del 28/03/18)

In riferimento alla Condizione per il Gestore riportata nella relazione di visita ispettiva del 2018 "... in riferimento alle registrazioni degli interventi connessi al programma LDAR il GI rappresenta che ai fini della tracciabilità degli interventi di manutenzione è opportuno che vengano documentate (ad esempio per mezzo di check list) le evidenze oggettive delle azioni tecniche effettuate sia dalla manutenzione interna sia da ditte esterne evidenziando le relative qualifiche degli operatori", il Gestore chiarisce che è in corso di implementazione un software gestionale (a livello di gruppo ENI) denominato FESTA mediante il quale si prevede di migliorare la rendicontazione delle attività.

Per la parte LDAR collabora a tale implementazione anche la società incaricata Bureau Veritas.

Emissioni odorigene

Il Gestore ha effettuato la propria attività attenendosi a quanto indicato nella prescrizione 29 alla lettera b) del PIC a pag. 165 e in base a quanto previsto nel PMC nella sezione 7 a pagina 36.

Il GI ha chiesto come **condizione per il Gestore di adottare come riferimento** per la valutazione annuale delle emissioni odorigene, **a partire dalla prossima attività di monitoraggio e valutazione dell'impatto odorigeno, la Linea Guida di Valutazione delle Emissioni Odorigene - SNPA di dicembre 2018.**

Il GI ha chiesto gli esiti delle operazioni di controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dalle potenziali sorgenti emissive della raffineria secondo una metodologia basata sulle seguenti fasi:

- Caratterizzazione dell'emissione odorigena e quantificazione dell'impatto odorigeno indotto dall'emissione attraverso l'identificazione delle unità odorimetriche (ouE/m³) emesse e dei flussi odorigeni associati (ouE/s);
- Valutazione dell'impatto olfattivo delle emissioni odorigene sul territorio tramite l'utilizzo di modelli di dispersione degli odori.

L'ultima campagna di monitoraggio 2019 delle sorgenti odorigene è stata conclusa nel mese di settembre, è stata condotta dalla ditta CHIMEC per la parte campionamento e PROGRESS - laboratorio L0544 ACCREDIA- per la parte analitica ai sensi della norma UNI EN 13725 per l'olfattometria dinamica.

Il Gestore ha fatto presente che è stata già effettuata una prima fase di valutazione dell'impatto olfattivo sul territorio tramite l'utilizzo di modelli di dispersione, condotta dal Politecnico di Milano (trasmessa con Nota prot ENI n.249 del 7.11.19).

Nelle conclusioni si evince che le sorgenti potenziali di maggior rilievo della raffineria sono correlabili a:

- Vasche di trattamento reflui della raffineria;
- Emissioni fuggitive da serbatoi a tetto galleggiante, in particolare quelli contenenti grezzo;
- Emissioni fuggitive da serbatoi a tetto fisso che stoccano olio combustibile.

Il GI ha chiesto come **condizione per il Gestore** di trasmettere a ISPRA e ARPA Lombardia **entro 31 dicembre 2019 un piano di misure ed interventi volti alla mitigazione dell'impatto odorigeno** in base agli esiti del su menzionato report.

Scarichi idrici

Lo stato di fatto dell'impianto TAE di trattamento delle acque reflue della raffineria è rimasto invariato rispetto alle precedenti visite ispettive.

Sopralluogo

In data 1° ottobre 2019 il GI ha visitato in sopralluogo l'area dell'impianto di trattamento TAE, ispezionando i punti di campionamento ed il recapito finale dei reflui.

Inizialmente sono state ispezionate le vasche di trattamento e si è verificato che lo schema ed il funzionamento dell'impianto corrispondeva a quanto rilevato durante le precedenti ispezioni e riportato nel PIC. In seguito, si è raggiunto il punto di scarico SFT005 dove è stata verificata la presenza di un SAP (autocampionatore) refrigerato che permette il campionamento medio su 24h. L'autocampionatore non è collegato ad un misuratore di portata, per cui il SAP è impostato per eseguire un campionamento medio ponderato solo in base al tempo. La portata del refluo nel canale è comunque misurata, ma in modo indiretto mediante meccanismo tipo Venturi. Il GI ha chiesto chiarimenti al Gestore circa le modalità di programmazione del SAP. Il Gestore ha spiegato che la modalità di campionamento impostata è la seguente: vengono prelevati 250 ml di refluo ogni 72 minuti. Un ciclo intero di campionamento parte alle ore 7.00 e termina alle ore 7.00 del giorno successivo.

Il GI, per un maggior approfondimento, ha chiesto **come condizione per il Gestore** di produrre una **relazione tecnica sulle modalità di programmazione del SAP e degli strumenti di monitoraggio in continuo installati** presso tale scarico, da inviare a ISPRA e ARPA Lombardia entro il **31 dicembre 2019**.

Alla luce della relazione suddetta si valuterà la necessità di modificare o meno la programmazione per ottenere un campione più rappresentativo.

Il GI ha visionato il canale che porta il refluo al punto di campionamento finale SF1, da dove è immesso nella roggia "cavo Riazolo". Si tratta di un canale che misura circa 1 chilometro in lunghezza: nei primi 300 metri il canale è coperto, mentre nel tratto finale esce in superficie.

Il flusso delle acque, all'atto del sopralluogo, presenta un regime di quiete, con scarsa pendenza: questo, come precisato dal Gestore, consente che si realizzi un effetto di sedimentazione/lagunaggio con l'abbattimento del parametro Solidi Sospesi.

Il punto di campionamento SF1 è ispezionabile ed è dotato di SAP fisso e refrigerato che consente il prelievo di un campione medio.

Dopo il punto fiscale di prelievo SF1 il refluo confluisce nel cavo Riazolo e da qui, dopo circa 9 km, nel fiume Po.

Terminato il sopralluogo, ai fini di un controllo a campione, è stata richiesta da parte del GI al Gestore la seguente documentazione:

- Rapporti di prova relativi al mese di giugno 2019 per entrambi i punti di scarico SF1 (prescrizione n. 20 del PIC) e SFT005.

- La tabella riassuntiva in formato excel con tutti i risultati analitici relativi al punto SF1 (prescrizione n. 20 del PIC), effettuati nel mese di giugno 2019.

Da una verifica incrociata a campione tra i documenti, sui parametri Benzene e BOD5, il GI ha riscontrato che le indicazioni di frequenza del PMC sono rispettate e i valori riportati nella tabella 22 corrispondono a quanto è riportato nel rapporto di prova relativo.

Per quanto riguarda gli esiti analitici relativi al punto di campionamento SFT005 il GI ha rilevato che la media mensile del mese di giugno 2019 del parametro Solidi Sospesi Totali è pari a 33,5 mg/l.

I dati misurati negli altri mesi si attestano su valori altrettanto elevati (il valore limite di riferimento nel decreto AIA è pari a 25 mg/l, dedotto dalla BAT 12 delle BAT Conclusions sulle raffinerie).

Tale trend potrebbe portare a superare il limite di emissione come media annuale che entrerà in vigore a decorrere da marzo 2020, per il punto SFT005.

Su esplicita domanda del GI, il Gestore ha dichiarato che è in corso di realizzazione il *revamping* del processo di depurazione delle acque, per tragguardare l'obiettivo di garantire il rispetto dei limiti alle emissioni.

Il Gestore precisa che è stato realizzato il progetto base ed è in corso l'ingegneria di dettaglio, che ha evidenziato la necessità di smantellare le strutture esistenti per far posto ad una nuova unità di depurazione.

In relazione alle metodiche impiegate dal Gestore il GI ha acquisito la più recente Relazione di Equivalenza dei metodi analitici proposti dal laboratorio CHELAB in sostituzione di quelli previsti nel PMC al Paragrafo 10, emessa in data 19 giugno 2019, secondo la quale i nuovi metodi utilizzati risultano conformi a quelli indicati nel PMC.

Verifica a campione dell'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

Si riportano in sintesi gli esiti sulle attività di verifica del GI sull'attuazione del PMC per ciò che attiene le registrazioni delle materie prime/combustibili, dei consumi idrici ed energetici, la gestione dei rifiuti e il monitoraggio del rumore.

Materie Prime

Il Gestore provvede a registrare il consumo delle principali materie prime e ausiliarie utilizzate in base a quanto indicato nella Tabella riportata a pag. 9 del PMC

Su richiesta del GI il Gestore ha fornito i consumi registrati per il mese di agosto 2019 e per il II trimestre del 2019 delle materie prime come indicate nel PMC in base alla loro frequenza di rilevazione

Combustibili

Il Gestore provvede a registrare il consumo dei principali combustibili utilizzati, come precisato nella tabella riportata a pag. 9 del PMC per le tipologie ivi indicate con frequenza mensile ad eccezione del gasolio la cui misurazione avviene a ricezione:

Il GI chiesto di verificare i consumi di tali combustibili del progressivo al 31 agosto 2019.

Il Gestore ha fornito i seguenti dati

- Olio combustibile 2.808 t;
- Gas di Raff. AP: 104.378 t;
- Gas di Raff. BP: 263.966 t;
- Gas naturale: 1.789 t.

Il GI ha chiesto quale strategia è attuata per efficientare i consumi dei combustibili.

Il Gestore ha precisato che l'installazione è certificata ai sensi della norma ISO 50001 ed è previsto un sistema di gestione per l'energia.

Il Gestore ha dichiarato di aver conseguito una riduzione dei consumi complessivi di energia (termico ed elettrico) di 8.783 TEP dal 1 gennaio 2017 al 30 settembre 2019.

Consumi idrici

Il Gestore tiene sotto controllo i consumi idrici della raffineria.

La registrazione dei consumi idrici è riportata su file, specificando la tipologia (Acque superficiali, Acque di pozzo, Acque da bonifica falda, Acque da TAE, Acqua da acquedotto) secondo quanto indicato alla tabella del PMC a pag. 10. Il GI sceglie di visionare il progressivo al 31 agosto 2019.

Le rilevazioni dei consumi sono effettuate tramite contatore.

Il GI ha chiesto se alla tipologia è possibile associare una funzione d'utilizzo ad esempio acqua di processo, uso industriale, igienico-sanitario, ecc.

Il Gestore ha riferito che le modalità di utilizzo delle diverse tipologie della risorsa idrica sono qualitativamente identificate così come già fornito in sede di Riesame AIA schede B.2.1 e B.2.2.

Il GI ha chiesto, come **condizione per il Gestore**, che tale modalità di reporting dell'utilizzo della risorsa idrica, che correla la tipologia con la destinazione d'uso, deve essere riportata nel Rapporto Annuale.

Tale modalità deve essere utilizzata a decorrere dal prossimo Rapporto Annuale nel 2020 concernente l'esercizio 2019.

Consumi energetici

Il Gestore effettua con cadenza giornaliera, il monitoraggio sulla produzione e consumo di energia elettrica e termica tramite l'uso di contatori fiscali dedicati.

Il GI effettua una verifica a campione sui dati concernenti le voci previste nella Tabella del PMC a pag. 13 del progressivo al 31 agosto 2019.

Rifiuti

Il Gestore ha fornito planimetria dell'area del deposito preliminare.

Il GI ha rilevato che nella planimetria dell'area di deposito preliminare non è chiaramente indicata la distinzione delle aree per la separazione delle tipologie di rifiuti pericolosi e non pericolosi.

Il GI chiede di predisporre una **relazione sulla gestione dei rifiuti con annessa planimetria che individua le aree per lo stoccaggio per ciascuna tipologia di codice CER**, da trasmettere entro il **31 dicembre 2019** a ISPRA e ARPA Lombardia.

Sulla modalità di pesatura dei rifiuti, il Gestore ha precisato che tutti i rifiuti in uscita sono pesati tramite pesa interna regolarmente verificata; su richiesta del GI il Gestore fornisce evidenza dell'ultima operazione di taratura per le due bilance (indicate con A e B) con portata max di 30.000 kg eseguita dal laboratorio metrologico Metro-Lab numero 260 con esito positivo (validità triennale con scadenza febbraio 2020). Il Gestore specifica inoltre che effettua sulle bilance dei rapporti di verifica di taratura semestrali.

Il GI ha inoltre effettuato verifiche a campione su alcune movimentazioni relative al 2019 del rifiuto pericoloso codice CER 160807* (catalizzatori) prendendo in esame il registro carico/scarico, il relativo formulario e verificando la regolarità dell'iscrizione all'Albo Nazionale dei gestori ambientali del trasportatore, l'idoneità del mezzo utilizzato, l'autorizzazione del destinatario.

Il GI infine ha chiesto come sono gestiti i materiali danneggiati derivanti dall'evento incidentale del 17 settembre 2019 per l'impianto IGAS.

Il Gestore ha dichiarato che i materiali sono stati segregati in un'area dedicata, non coperta, recintata e pavimentata ed è in corso la loro organizzazione, identificazione e tracciabilità a scopo investigativo nell'ambito della diagnosi dell'evento occorso.

Il GI ha chiesto di predisporre una **relazione che riferisca la modalità di gestione di tale materiale indicando i tempi e le attività previste**, da trasmettere a ISPRA e ARPA Lombardia entro il **31 dicembre 2019**.

Rumore

Il Gestore effettua il monitoraggio dei livelli sonori attenendosi a quanto indicato nelle prescrizioni 36, 37 e 38 del PIC a pag. 165 effettuando un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno ogni 2 anni, e, comunque, ogni qualvolta intervengano modifiche alla Raffineria o parti di essa che possono influire sulle emissioni acustiche.

Il GI ha chiesto se negli esiti dell'ultima valutazione di impatto acustico siano stati considerati- in accordo alla prescrizione 38 le fasi di avviamento e di arresto dell'impianto.

Il Gestore ha dichiarato che è stata avviata campagna di monitoraggio delle emissioni sonore così come da nota PEC prot. N. RAFSNZ/DIR/CZ/268 del 24 settembre 2019 e considerando che l'assetto della raffineria contempla anche unità non in esercizio la prescrizione 38 sarà ottemperata.

Il GI ha chiesto di trasmettere tale report conclusivo della campagna di monitoraggio dei livelli sonori del 2019 non appena disponibile ad ISPRA e ARPA Lombardia.

Approfondimenti sugli eventi incidentali occorsi dal 2016.

Il GI ha effettuato sopralluogo presso l'area incidentata, rilevando che sono state avviate le operazioni di rimozione delle apparecchiature e strutture danneggiate dall'esplosione.

Il GI ha chiesto quale tipo di strategia sia stata messa in atto a seguito dei tre eventi incidentali occorsi negli ultimi 4 anni nella raffineria.

Il Gestore ha dichiarato che a valle di ciascun evento è stata effettuata una analisi delle cause, così come previsto dalla procedura MSG HSE Investigation – Incidenti e Near Miss, da cui sono scaturite sia azioni immediate per evitare il ripetersi dell'evento che lesson learnt da applicare su altre aree e impianti quando pertinenti.

In dettaglio:

- per quanto riguarda l'evento occorso presso l'impianto EST (1° dicembre 2016):
 - il rebuilding è stato studiato ed autorizzato, adottando un layout impiantistico modificato rispetto al layout preesistente, per mitigare sensibilmente gli effetti conseguenti ad un eventuale evento di perdita di idrogeno;
 - nella fase di progettazione sono state considerate ed adottate soluzioni progettuali appropriate per il superamento delle cause di radice individuate dal Gestore per l'evento;
- per quanto riguarda l'evento HDS2 (5 febbraio 2017) la causa individuata è fatta risalire alla rottura di un tirante di un accoppiamento flangiato generata da infragilimento da idrogeno.

La rottura ha dato origine a rilascio di idrocarburi, acqua, H₂S ed idrogeno con successivo innesco ed incendio.

A valle dell'evento è stata aggiornata l'istruzione operativa OPI HSE 1050 che prevede un controllo delle eventuali perdite da collegamenti flangiati anche per gli stati di transitorio.
- per quanto riguarda l'evento IGAS (17 settembre 2019) è ancora in corso l'attività dell'Investigation Team che dovrà individuare con precisione le cause, da cui trarre indicazioni e lesson learnt.

I primi elementi indicano come causa radice il verificarsi contemporaneo di tre guasti su sistemi differenti, la cui combinazione ha generato l'evento.

Il Gestore precisa inoltre che il Gruppo ENI, già a partire dal giugno 2016, con l'emissione della procedura interna PRO HSE 016 sostituita a dicembre 2018 dal Manuale del Sistema di Gestione OPI OPE 047 Eni SpA, ha avviato un cambiamento organizzativo creando per ogni raffineria strutture dedicate denominate "Asset Integrity" con la finalità:

- di prevenzione/mitigazione degli incidenti rilevante,
- di assicurare la disponibilità degli asset di produzione,
- di garantire la tutela del valore patrimoniale e della reputazione aziendale.

Il Gestore ha dichiarato che le attività della funzione, effettuate in coerenza con l'organizzazione aziendale, si dividono in due aree differenti:

- attività di studio per l'analisi dei rischi (RBI, IOW, ecc);
- realizzazione delle attività ispettive, manutentive e di investimento.

Le attività di cui sopra dispongono di budget dedicato con un volume variabile negli anni dal 20-50% in riferimento al budget totale per gli investimenti.

Il Gestore fornisce il Manuale del Sistema di Gestione OPI OPE 047 Eni SpA.

Attività di campionamento sugli scarichi idrici

In data 02/10/2019 ARPA Lombardia ha effettuato un campionamento presso il punto di scarico SF1 (scarico in corpo idrico superficiale denominato Cavo Riazzolo) e presso il pozzetto di scarico denominato SFT005 (**Allegato 1**- Verbali di campionamento n.054809 e 054810 del 2 ottobre 2019)

Sono stati prelevati i seguenti campioni:

- Al punto di campionamento SF1: campionamento medio composito su 3h, con inizio alle ore 9.15 e termine alle ore 12.15.
Per il prelievo è stato utilizzato un SAP portatile refrigerato di ARPA Lombardia.
L'autocampionatore è stato impostato in modo da prelevare 18 aliquote nell'arco delle 3 ore, che sono state omogeneizzate e poi distribuite in vari contenitori per l'esecuzione delle analisi di laboratorio dei vari parametri (per maggiori informazioni vedere il verbale di campionamento allegato).
- Al punto di campionamento SFT005: campionamento medio composito su 24h, con inizio alle ore 11.30 del giorno 1° ottobre e termine alle ore 11.30 del giorno 2 ottobre.
Per il prelievo è stato utilizzato il SAP fisso installato sul punto di campionamento da parte del Gestore. L'autocampionatore è stato adeguatamente sigillato da ARPA il giorno precedente a quello del prelievo.
Il campione prelevato è stato omogeneizzato e suddiviso in vari contenitori per le analisi di laboratorio (per maggiori informazioni vedere il verbale di campionamento allegato).

Esiti delle analisi sugli scarichi idrici

Le analisi eseguite sul campione prelevato allo scarico SF01 (**Allegato 2**- Rapporto di Prova n. 5070 del 24/10/2019, eseguito da Laboratorio ARPA di Parabiago) non hanno evidenziato superamenti dei valori limite previsti (riferimenti: punto n. 20 del paragrafo n.7.4 del Decreto Autorizzativo AIA n.74 del 2018).

Analogamente i risultati ottenuti dal campionamento sul punto SFT005 (**Allegato 2**- Rapporto di Prova n. 5075 del 24/10/2019, eseguito da Laboratorio ARPA di Parabiago) sono coerenti con quanto rilevato al punto SF01 (es. COD determinato al punto SFT005 pari a 68 mg/l e al punto SF1 pari a 39 mg/l, Azoto Totale determinato al punto SFT005 pari a 14.3 mg/l e al punto SF1 pari a 7.4 mg/l)

Dal report si osserva inoltre che, per il parametro SST, i dati del Gestore sono diversi (più alti) da quelli riscontrati da ARPA Lombardia.

Il metodo utilizzato da ARPA per l'analisi SST è l'APHA Methods for Water ed 23rd 2017 2540D. Tale metodica risulta di fatto coincidente con quella utilizzata dal laboratorio incaricato, metodo APAT IRSA 2090 B, e pertanto non va a giustificare una simile differenza; si osserva per il parametro SST un limite di quantificazione, individuato dal laboratorio incaricato, assai basso.

La precedente verifica effettuata sullo scarico SF1 da ARPA nel 2014 ha fornito risultati sostanzialmente omogenei con quelli rilevati a ottobre 2019; in particolare il valore del parametro SST allora verificato ha esibito ordine di grandezza congruente con quello attuale.

Il GI ritiene necessario avviare un confronto in merito all'osservazione sopra riportata tra il Gestore e ARPA Lombardia al fine di approfondire la motivazione delle diversità di valori riscontrati.

3.2 Risultanze e relative azioni da intraprendere**

Per effetto della visita in loco non sono state accertate violazioni del decreto Autorizzativo in epigrafe.

Il Gruppo Ispettivo ha comunque ritenuto di formulare, come esito del controllo, una condizioni per il Gestore rilevata nei verbali d'ispezione. Per effetto della visita in loco sono state individuate 7 condizioni per il Gestore, indicate nei verbali d'ispezione o emerse nel corso degli approfondimenti successivi.

In particolare:

- 1) nel corso delle verifiche documentali per i consumi idrici, il GI ha rilevato che le diverse fonti di approvvigionamento della risorsa idrica (Acque superficiali, Acque di pozzo, Acque da bonifica falda, Acque da TAE, Acqua da acquedotto) non sono correlate con il tipo di utilizzo nell'installazione

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

A decorrere dal prossimo Rapporto Annuale il Gestore deve adottare la modalità di reporting dell'utilizzo della risorsa idrica correlando le diverse fonti di approvvigionamento con il tipo di utilizzo nell'installazione.

- 2) nel corso delle verifiche documentali per le emissioni odorigene il GI ha rappresentato la necessità di adottare come riferimento per la valutazione annuale delle emissioni odorigene, la Linea Guida di Valutazione delle Emissioni Odorigene - SNPA di dicembre 2018;

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

a partire dalla prossima attività di monitoraggio e valutazione dell'impatto odorigeno, il Gestore nel condurre la valutazione annuale delle emissioni odorigene deve attenersi alla Linea Guida di Valutazione delle Emissioni Odorigene - SNPA di dicembre 2018

- 3) nel corso delle attività di sopralluogo presso il deposito preliminare il GI ha rilevato che nella planimetria dell'area di deposito preliminare non è chiaramente indicata la distinzione delle aree per la separazione delle tipologie di rifiuti pericolosi e non pericolosi.

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

Il Gestore deve predisporre una relazione sulla gestione dei rifiuti con annessa planimetria che individua le aree per lo stoccaggio per ciascuna tipologia di codice CER, da trasmettere entro il 31 dicembre 2019 a ISPRA e ARPA Lombardia.

- 4) nel corso delle attività di sopralluogo presso l'area dell'impianto di trattamento TAE, il GI ha rilevato la presenza di un SAP (autocampionatore) refrigerato che permette il campionamento medio su 24h. L'autocampionatore non è collegato ad un misuratore di portata, per cui il SAP è impostato per eseguire un campionamento medio ponderato solo in base al tempo.

La portata del reflujo nel canale è comunque misurata, ma in modo indiretto mediante meccanismo tipo Venturi.

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

Il Gestore deve predisporre una relazione tecnica sulle modalità di programmazione del SAP e degli strumenti di monitoraggio in continuo installati presso tale scarico, da inviare a ISPRA e ARPA Lombardia entro il 31 dicembre 2019.

- 5) nel corso delle verifiche documentali per il monitoraggio dei serbatoi, il GI ha rilevato che le informazioni riportate nella nota PEC prot. n. RAFSNZ/DIR/LA/090 del 14 giugno 2018 (acquisita in ISPRA prot. n. 38865 del 14 giugno 2018) non risultano corrispondenti all'attuale situazione. Il

Gestore, a tale proposito, ha dichiarato che il programma comunicato con tale nota ha consuntivato degli anticipi.

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

Il Gestore deve redigere Piano aggiornato di messa fuori servizio dei serbatoi per l'apposizione del doppio fondo, con i criteri con cui è stato elaborato, da trasmettere a ISPRA e ARPA Lombardia entro il 31 dicembre 2019.

- 6) nel corso delle verifiche documentali per il monitoraggio dei livelli sonori, il Gestore ha dichiarato che è stata avviata campagna di monitoraggio delle emissioni sonore così come da nota PEC prot. N. RAFSNZ/DIR/CZ/268 del 24 settembre 2019 e considerando che l'assetto della raffineria contempla anche unità non in esercizio la prescrizione 38 sarà ottemperata.

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

Il Gestore deve trasmettere tale report conclusivo della campagna di monitoraggio dei livelli sonori del 2019 non appena disponibile ad ISPRA e ARPA Lombardia.

- 7) nel corso delle verifiche documentali per i rifiuti, il GI ha chiesto le modalità di gestione dei materiali danneggiati derivanti dall'evento incidentale del 17 settembre 2019 per l'impianto IGAS. Il Gestore ha dichiarato che i materiali sono stati segregati in un'area dedicata, non coperta, recintata e pavimentata ed è in corso la loro organizzazione, identificazione e tracciabilità a scopo investigativo nell'ambito della diagnosi dell'evento occorso.

Il GI ha pertanto disposto la seguente condizione per il Gestore.

Il Gestore deve predisporre una relazione che riferisca la modalità di gestione di tale materiale indicando i tempi e le attività previste, da trasmettere a ISPRA e ARPA Lombardia entro il 31 dicembre 2019.

Ulteriormente, si segnala che nel corso delle attività di sopralluogo il GI ha rilevato che la valvola di apertura del dreno del tetto del serbatoio in servizio G4007 risulta attualmente posizionata in una zona che non consente, in caso di necessità, una manovra agevole da parte degli operatori.

Il Gestore ha dichiarato di provvedere a disporre le opportune azioni finalizzate al miglioramento delle condizioni di manovrabilità da parte degli operatori della valvola di drenaggio del tetto del serbatoio G4007 valutando, con lo stesso criterio, la situazione esistente per gli altri serbatoi di stabilimento.

Per effetto della visita in loco non sono state accertate, alla data della presente relazione, violazioni del decreto autorizzativo in epigrafe.

La presente relazione costituisce la relazione finale dell'attività ispettiva prodotta ai sensi dell'art. 29-decies, <comma 3>

Si riporta di seguito una tabella riepilogativa degli esiti della visita in loco.

Date visita in loco	Dal 30.09.19 al 03.10.19
Data chiusura visita in loco	03.10.19
Campionamenti	SI (Scarichi idrici)
Violazioni amministrative	NO
Violazioni penali	NO
Condizioni per il gestore	SI, riportate al par. 3.2

4 Allegati

- All.1-Verbali campionamento 54809 e 54810;
- All.2-RdP SFT005_5075;
- All.3-Rpd SF1_5070.