



*Ministero dell' Ambiente  
e della Tutela del Territorio  
e del Mare*

DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI AMBIENTALI

IL DIRETTORE GENERALE



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

U.prot DVA - 2013 - 0026976 del 22/11/2013

Pratica N.: .....

Ref. Mittente: .....

ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing  
di Taranto Raffineria  
S.S. Jonica 106,74100 Taranto  
P.O.Box 534, Taranto ucc.12 PT, 74100 Taranto  
fax:099 4700471  
enimtaranto.dir@pec.eni.it

e p.c. ISPRA  
Via V. Brancati 48  
00144 Roma  
fax: 06 50072450  
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA  
presentata da ENI spa - Raffineria di Taranto - procedimento di  
modifica ID 42/407**

In merito all'istanza di modifica non sostanziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata il 24/05/2010 con decreto n. DVA-DEC-2010-0000273, relativa all'impianto di recupero vapori presso il terminale marittimo, si trasmette copia conforme del Parere Istruttorio reso dalla Commissione IPPC.

Al riguardo si invita codesta Società a prendere atto di quanto accolto e richiesto dalla Commissione IPPC nel sopracitato Parere Istruttorio.

Il parere viene trasmesso anche ad ISPRA perché ne tenga debito conto nello svolgimento delle attività di controllo.

IL DIRETTORE GENERALE  
(Dott. Mariano Grillo)

Il Dirigente: Dott. Giuseppe Lo Presti  
Ufficio Mittente: Divisione IV - Rischio Rilevante/AIA  
Funzionario responsabile: milillo.antoniodomenico@minambiente.it  
DVA/RI-AIA-08/2013-0168.DOC



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



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

E.prot DVA - 2013 - 0026479 del 19/11/2013

CIPPC-90-2013-0002099

del 14/11/2013

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



Pratica N. ....

Ref. Mittente: .....

**OGGETTO:** Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA  
presentata da ENI S.p.A. - Raffineria di Taranto - procedimento di  
modifica ID 42/407

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero  
dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere  
Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo.

Il Presidente della Commissione IPPC  
Ing. Dario Ticali

All. c.s.



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Raffineria ENI S.p.A. di Taranto**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**  
**ai sensi dell'art. 29-nonies del Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i.**  
**per la Raffineria ENI S.p.A. di Taranto**

**Modifica non sostanziale delle prescrizioni del decreto di AIA n. DVA/ DEC/2010/273 del 24/05/2010**

- **ID 42/407 (impianto recupero vapori presso il terminale marittimo)**

**GESTORE**  
**LOCALITÀ**  
**DATA DI EMISSIONE**

**ENI S.p.A.**  
**TARANTO**  
**7/11/2013**

**Gruppo Istruttore:**

Dott. Antonio Fardelli – Referente  
Cons. Stefano Castiglione  
Avv. David Roettgen  
Ing. Claudio Rapicetta  
Ing. Salvatore Tafaro  
Ing. Paolo Garofoli (Regione Puglia)  
Dott.ssa Maria Spartera (Provincia di Taranto)  
Prof. Aimè Lay-Ekuakille (Comune di Taranto)  
Ing. Mauro De Molfetta (Comune di Statte)



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Raffineria ENI S.p.A. di Taranto**

- 13/16
- vista la nota del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2012-922 del 21 agosto 2012 che assegna tutte le istruttorie concernenti l'autorizzazione integrata ambientale per lo stabilimento siderurgico ENI S.p.A. di Taranto al Gruppo Istruttore così costituito:
    - Dott. Antonio Fardelli (Referente del GI)
    - Cons. Stefano Castiglione
    - Avv. David Roettgen
    - Ing. Claudio Rapicetta
    - Ing. Salvatore Tafaro
  - preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 10, comma 1, del DPR 14 maggio 2007, n. 90, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
    - Ing. Paolo Garofoli (Regione Puglia)
    - Dott.ssa Maria Spartera (Provincia di Taranto)
    - Prof. Aimè Lay-Ekuakille (Comune di Taranto)
    - Ing. Mauro De Molfetta (Comune di Statte)
  - viste le disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale contenute nel D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.;
  - vista la direttiva 2008/01/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;
  - visto il decreto di autorizzazione integrata ambientale n. DVA/ DEC/2010/273 del 24/05/2010, di cui al comunicato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale del 11/06/2010;
  - visto il documento comunitario adottato dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 2008/01/CE Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - Febbraio 2003;
  - visto il decreto ministeriale 31 Gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005;
  - vista la nota n. RAFTA/DIR/CG/141 11/07/2012 (DVA-2013-19421 del 13/08/2012), con cui la società ENI S.p.A ha richiesto una modifica non sostanziale ai sensi dell'art.29-*nonies*, comma 1, del D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, a quanto previsto dal parere istruttorio conclusivo del decreto di AIA n. DVA/ DEC/2010/273 del 24/05/2010, corredata dell'attestazione del versamento della tariffa per un importo pari a 2.000,00 euro.



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

### Raffineria ENI S.p.A. di Taranto

Con tale comunicazione la società ENI S.p.A., ha proposto un intervento per migliorare le prestazioni dell'impianto recupero vapori ubicato presso il Terminale Marittimo (Pontile Petroli) e comprensiva delle modifiche apportate alle relative interconnessioni.

In dettaglio, la modifica proposta consiste nel collegare alla rete di Blow Down e impianto Recupero gas esistente in Raffineria, prevalentemente tramite delle tubazioni esistenti, l'impianto di Recupero vapori (VRU), ubicato presso il proprio Terminale Marittimo (Pontile Petroli), per trattare il gas di polmonazione proveniente dalle Navi Cisterna, durante le operazioni di carico di nafta e altri prodotti petroliferi finiti e/o del petrolio greggio.

In tal modo è possibile eliminare, quasi del tutto, l'effetto emissivo residuo associato al VRU, andando verso ulteriori recuperi energetici e riducendo ulteriormente le emissioni per attività di carico di prodotti petroliferi e di greggi spediti su Nave Cisterna.

Il Gestore, a valle di una relazione tecnica descrittiva ha dichiarato che tale modifica si configura quale modifica non sostanziale, in quanto la modifica proposta non genera effetti negativi e significativi sull'ambiente;

- vista la nota n. DVA-2012-21777 del 12/09/2012 con cui il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ha comunicato alla società ENI S.p.A. l'avvio del procedimento;
- vista la richiesta di integrazioni trasmessa ad ENI S.p.A. con nota n. DVA-2013-27510 del 14/11/2012, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-00-2012-1330 del 30/10/2012, recante la richiesta di:
  - cronoprogramma degli interventi che intende realizzare;
  - schede C.2 "Sintesi delle Variazioni" e C.3 "Consumi e Emissioni (alla capacità produttiva) dell'impianto da autorizzare",
- vista la nota ENI S.p.A. n. RAFTA/DIR/CG/239 del 19/12/2012 (DVA-2012-84 del 3/1/2012) con cui la società ENI S.p.A ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta con nota n. DVA-2013-27510 del 14/11/2012;
- vista la seconda richiesta di integrazioni trasmessa ad ENI S.p.A. con nota n. DVA-2013-8992 del 17/04/2013, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC/2013/695 del 16/04/2013, recante la richiesta di:
  - il cronoprogramma degli interventi che si intende realizzare,
  - Tabella Addendum C.4 completata in ogni sua parte, con i consumi di energia per tutte le fasi e i consumi specifici di energia riferiti alla quantità di greggio lavorato (in riferimento all'anno 2012 e alla massima capacità produttiva),
  - in merito al punto di emissione discontinuo S6 (relativamente all'anno 2012 e alla massima capacità produttiva):
    - dato di concentrazione relativo all' H<sub>2</sub>S,



**Commissione Istruttoria AIA-IPPC**  
**Raffineria ENI S.p.A. di Taranto**

- dato delle ore di funzionamento annue,
- dato di concentrazione esatto e non indicativo per gli inquinanti emessi,
- vista la nota ENI S.p.A. n. RAFTA/DIR/CG/105 del 13/06/2013 (DVA-2013-14430 del 20/06/2013) con cui la società ENI S.p.A ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta con nota n. DVA-2013-8992 del 17/04/2012;
- vista la relazione istruttoria del 11/09/2013 predisposta da ISPRA;
- visti gli esiti della riunione del Gruppo istruttore del 7 novembre 2013;

**IL GRUPPO ISTRUTTORE**

Prende atto di quanto dichiarato dalla società ENI S.p.A. con note n. RAFTA/DIR/CG/141 11/07/2012, n. RAFTA/DIR/CG/239 del 19/12/2012 e n. RAFTA/DIR/CG/105 del 13/06/2013, riguardo al fatto che tale modifica si configura quale modifica non sostanziale, in quanto non comporterà effetti negativi e significativi sull'ambiente.

Tale valutazione è sostanziata da tre considerazioni principali:

1. il Gestore dichiara che trattasi di modifica che non comporterà fenomeni di inquinamento significativi sull'ambiente circostante, né variazioni di capacità produttiva;
2. il Gestore dichiara che l'effetto che tale modifica intende apportare è di tipo migliorativo sull'ambiente e a tal proposito evidenzia gli effetti della modifica proposta sul funzionamento del VRU esistente:

Portata in ingresso all'impianto VRU	1400 Nmc/h
Ore di Esercizio VRU	3000 h/anno
Portata gas a VRU su base annua	4200000 Nmc/anno
Emissione COV media da VRU ante modifica	10 gr/Nmc
<b>Emissione COV da VRU post modifica</b>	<b>0 gr/Nmc</b>
<b>Emissioni di COV evitate per effetto della modifica</b>	<b>42 ton/anno</b>
<b>Energia recuperata per effetto della modifica</b>	<b>48 TEP/anno</b>

3. il Gestore dichiara che l'adozione della tecnologia, che prevede l'installazione dell'unità di recupero vapori, già presente in Raffineria, costituisce l'applicazione della BAT n. 21 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries -



### Commissione Istruttoria AIA-IPPC Raffineria ENI S.p.A. di Taranto

Febbraio 2003 (cfr. cap. 5 del BRef), così come la proposta di modifica che ne rende maggiormente efficace l'esercizio e ne recupera totalmente gli sfiati.

Si prescrive al Gestore la registrazione automatica e archiviazione dei dati di attivazione del sotto riportato punto di emissione di emergenza S6, corredata di informazioni sulla durata dell'evento di emissione e la quantificazione della stessa e la comunicazione di tali eventi secondo le modalità individuate dal PMC della Raffineria.

Punto di emissione (sfiato di emergenza)	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Ore di funzionamento del VRU alla MCP	Inquinanti	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	Portata <sup>(a)</sup> (g/h)	Limiti D.Lgs 152/06 e s.m.i. (mg/Nm <sup>3</sup> )
S6	1.400	3000 h/anno	HC totali come n-esano	3.192 <sup>(d)</sup>	4.468,8	10.000 <sup>(b)</sup>
			H <sub>2</sub> S	5 <sup>(e)</sup>	7	5 <sup>(c)</sup>

Note:

- (a) La portata è calcolata come prodotto della concentrazione dichiarata dal Gestore per la portata al camino dichiarata dal Gestore
- (b) Limite per gli effluenti gassosi derivanti da impianti di recupero vapori (espressi come media oraria): Punto 2.3, parte II dell' Allegato VII alla parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
- (c) Classe II, Tabella C, Punto 3, parte II dell' Allegato I alla parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. per un valore di soglia > 50 g/h
- (d) Il Gestore ha fornito questo dato calcolato come concentrazione media nelle fasi post-AIA
- (e) Il Gestore ha fornito questo dato come concentrazione calcolata alla Massima Capacità Produttiva



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

---

**Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n.152 e s.m.i.**

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

<b>GESTORE</b>	<b>ENI SPA</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>TARANTO</b>
<b>DATA DI EMISSIONE</b>	<b>13/11/2013</b>
<b>NUMERO TOTALE DI PAGINE</b>	<b>99</b>



**INDICE**

<b>NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA.....</b>	<b>4</b>
<b>1   PREMESSA.....</b>	<b>4</b>
<b>2   FINALITÀ DEL PIANO.....</b>	<b>5</b>
<b>3   DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA.....</b>	<b>5</b>
3.1   CICLO PRODUTTIVO ATTUALE.....	7
3.2   CICLO PRODUTTIVO DOPO MODIFICA AUTOIL ED INCLUSIONE IMPIANTO GPL.....	7
<b>4   CONDIZIONI GENERALI VALIDE PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....</b>	<b>8</b>
4.1   OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO.....	8
4.2   FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI.....	8
4.3   MANUTENZIONE DEI SISTEMI.....	8
4.4   EMENDAMENTI AL PIANO.....	9
4.5   OBBLIGO DI INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI.....	9
4.6   ACCESSO AI PUNTI DI CAMPIONAMENTO.....	9
<b>5   OGGETTO DEL PIANO.....</b>	<b>10</b>
5.1   COMPONENTI AMBIENTALI.....	10
5.1.1   Materie prime e prodotti finiti.....	10
5.1.2   Consumo di energia e combustibili.....	32
5.1.3   Risorse idriche.....	35
5.1.4   Emissioni in aria.....	36
5.1.5   Emissioni in acqua.....	55
5.1.6   Rumore.....	66
5.1.7   Rifiuti.....	66
5.1.8   Suolo – sottosuolo e acque sotterranee.....	76
5.2   GESTIONE DELL'IMPIANTO.....	80
5.2.1   Controllo Stoccaggi.....	80
5.2.2   Indicatori di prestazione.....	80
<b>6   RESPONSABILITÀ NELL'ESECUZIONE DEL PIANO.....</b>	<b>82</b>
6.1   ATTIVITÀ A CARICO DEL GESTORE.....	82
6.2   ATTIVITÀ A CARICO DELL'ENTE DI CONTROLLO.....	83
<b>7   ATTIVITÀ DI QA/QC.....</b>	<b>83</b>
7.1   SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO (SMC).....	83
7.2   CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI GASSOSI.....	84
7.3   ANALISI DELLE ACQUE IN LABORATORIO.....	85
7.4   CAMPIONAMENTI.....	86
<b>8   REPORTING.....</b>	<b>87</b>
8.1   COMUNICAZIONE MENSILE.....	87
8.2   INDISPONIBILITÀ DEI DATI DI MONITORAGGIO.....	87
8.3   REPORTING IN SITUAZIONI DI EMERGENZA.....	87
8.4   REPORTING ANNUALE.....	88
8.4.1   Definizioni.....	88
8.4.2   Contenuti.....	90
<b>APPENDICE A.....</b>	<b>94</b>
A.1   METODO DI STIMA VOC.....	94
A.1.1   Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori.....	94



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

---

A.1.2	Perdite dai serbatoi .....	95
A.1.3	Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi .....	96
A.1.4	Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento.....	96
A.1.5	Emissioni dai forni, caldaie, sistema di coking termico, sistemi di blowdown, FCC e torce .....	98
<b>APPENDICE B .....</b>		<b>99</b>
B.1	EMISSIONI IN ARIA PER ANNO DA MISURE CONTINUE.....	99
B.2	EMISSIONI IN ARIA PER ANNO DA MISURE DISCONTINUE.....	99
B.3	EMISSIONI IN CORPI IDRICI SUPERFICIALI O IN MARE PER MESE .....	99



# ISPRA

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

### **Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al Decreto AIA**

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010 (pubblicato sulla G.U. Serie Generale n.134 del 11/06/2010).

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010 (pubblicato sulla G.U. Serie Generale n.134 del 11/06/2010).:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA richiesta dal Gestore e acquisita al prot. DVA-2012-0019421 del 13/08/2012 (**ID 42/407**). Il Gestore richiede di poter collegare, prevalentemente tramite delle tubazioni esistenti, l'impianto di Recupero vapori (VRU), ubicato presso il proprio Terminale Marittimo (Pontile Petroli), alla rete di Blow Down e impianto Recupero gas esistente in Raffineria. In tal modo il Gestore dichiara di eliminare, quasi del tutto, l'effetto emissivo residuo associato al VRU, andando verso ulteriori recuperi energetici e ridurre ulteriormente le emissioni per attività di carico di prodotti petroliferi e di greggi spediti su Nave Cisterna. Il Gestore ha dichiarato che durante eventuali anomalie di funzionamento del sistema e in caso di sovrappressioni, solo quota parte dei vapori provenienti dalle Navi Cisterna potrà essere scaricata al camino S6 (che verrà utilizzato solo come camino di emergenza), dopo aver attraversato i carboni attivi di adsorbimento.

### **1 Premessa**

L'istruttoria riguardante lo stabilimento ENI di Taranto è stata avviata secondo le procedure stabilite per gli impianti di competenza statale. In particolare il supporto ISPRA ha svolto la sua funzione in accordo a quanto definito dall'accordo sottoscritto con il MATTM al riguardo.

Successivamente a tali attività è stato firmato dal MATTM, dalle autorità territorialmente competenti e dai Gestori IPPC insediati nella zona un Accordo di Programma per la zona industriale di Taranto e Statte, all'interno della quale è compreso anche il sito della ENI spa.

Riguardo alla documentazione presentata dal Gestore, era stata rilevata una forte carenza della proposta di piano di monitoraggio e controllo presentato. Pertanto su proposta del supporto ISPRA il GI aveva formulato una richiesta di integrazione al riguardo.

Il Gestore nella documentazione integrativa ha accolto tale richiesta formulando una nuova proposta ispirata alle LGMTD riguardanti il monitoraggio e quindi meglio rispondente ai principi dell'IPPC, riportata nel documento intitolato "*Allegato E4: Piano di Monitoraggio e Controllo*" - integrazione 03/06/2008 d'ora in poi indicato come E4-PMC.

Al fine di valorizzare tale documentazione e di evitare inutili ripetizioni, possibile causa anche di differenti interpretazioni, ci si riferirà ove possibile a tale documento emendando, ove ritenuto necessario, il contenuto.



---

## **2 Finalità del Piano**

In attuazione dell'art. 26-sexies (autorizzazione integrata ambientale), comma 6 del D.Lgs. n. 152 del 03 aprile 2006 e s.m.i., il Piano di Monitoraggio e Controllo che segue ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC dell'impianto in oggetto ed è, parte integrante dell'AIA suddetta.

## **3 Descrizione della raffineria**

La Raffineria ha una capacità di lavorazione autorizzata di 6,5 milioni di tonnellate per anno (autorizzazione Regione Puglia, anno 2004).

Le principali produzioni sono:

- GPL per usi commerciali e per autotrazione;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per riscaldamento ed autotrazione;
- olio combustibile per centrali elettriche;
- bitume;
- zolfo.

Il gestore dichiara inoltre di ottemperare alla prescrizione ministeriale contenuta nel parere positivo di compatibilità ambientale relativa alla limitazione a 5.000.000 t/anno di greggi e semilavorati fino alla data di entrata in esercizio dell'impianto HDC (rif. comunicazione MATTM prot. DSA-2008-0025643 del 17.09.08). Successivamente all'avviamento dell'impianto HDC la lavorazione di greggi e semilavorati sarà portata a 6.500.000 t/anno.

La Raffineria di Taranto riceve il greggio trattato attraverso:

- Oleodotto Monte Alpi – Taranto (OMAT) di lunghezza pari a 137 km.
- Oleodotto sottomarino (Sea – line) di Raffineria, di lunghezza di 3,6 km.
- Pensiline di scarico greggio nazionale.

La Raffineria riceve, inoltre, le seguenti materie prime:

- Catalizzatori
- Chemicals

Per lo stoccaggio dei prodotti finiti e semilavorati, la Raffineria è dotata di un parco serbatoi comprendente 133 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburici, per una capacità complessiva di circa 2.096.066 m<sup>3</sup>.

I serbatoi sono distinti in:

- 1 serbatoi a tetto galleggiante dotati di tenuta ad anello liquido;
- 2 serbatoi a tetto fisso;
- 3 serbatoi sferici o cilindrici per lo stoccaggio del GPL.

Il trasferimento dei prodotti finiti avviene tramite:

- 1 Pontile, che si estende per una lunghezza di 1 km ed è dotato di due ormeggi per navi fino a 18.000 tonnellate di portata lorda (attracchi 1 – 2) e di due ormeggi per navi fino a 60.000



# ISPRA

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

- 
- tonnellate (attracchi 3 – 4). Il Pontile è collegato con i serbatoi di Raffineria tramite 13 tubazioni.
- 2 Oleodotto Olio Combustibile verso ILVA che trasferisce olio combustibile denso.
  - 3 Oleodotti che trasferiscono butano e propano alle sfere presenti nello Stabilimento GPL.

I prodotti finiti sono inoltre spediti via terra attraverso le seguenti pensiline dedicate al carico/scarico di autobotti (ATB):

- pensiline di carico benzina e gasolio;
- pensiline di carico bitume e olio combustibile;
- pensiline di carico Zolfo;
- pensiline carico GPL;
- pensiline di scarico autobotti di greggio.

All'interno dell'area di Raffineria è presente una Centrale Termoelettrica (CTE), attualmente di proprietà Enipower e oggetto di separata istruttoria AIA. La CTE fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa.

All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE di Proprietà Enipower, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile da Enipower. L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria.

All'interno della Raffineria di Taranto è presente un impianto di trattamento acque reflue, denominato TAE, che opera un trattamento biologico e chimico-fisico delle acque di processo e degli scarichi oleosi dei cicli di raffinazione.

Le acque trattate sono inviate al corpo idrico di destinazione (Mar Grande).

Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) si suddivide in tre sezioni denominate TAE A, TAE B e TAE C, che ricevono e trattano i reflui provenienti dai bacini di afflusso suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A – B – C.

La zona A raccoglie e tratta, attraverso l'impianto TAE A, la totalità delle acque di processo e delle acque meteoriche che interessano le aree occupate dagli impianti della raffineria. Il TAE B raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi ricadenti nella "zona B". I reflui vengono rilanciati al TAE A per il trattamento ed il successivo scarico. Il TAE C raccoglie le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata C. I reflui vengono rilanciati al TAE B e quindi al TAE A per il trattamento e successivo scarico.

Nell'impianto vengono anche trattate, in accordo al Piano di Bonifica approvato dal MATTM, le acque di falda emunte nell'area dello stabilimento. Attualmente lo schema di convogliamento e trattamento è oggetto di una proposta di Variante in attesa di autorizzazione da parte della competente direzione del MATTM.

L'approvvigionamento di acqua alla raffineria avviene secondo tre distinti flussi :

- acqua potabile dall'Acquedotto per usi igienico - sanitari;
- acqua di mare dal Mar Grande, prelevata mediante pompe sommerse, per l'utilizzo come acqua antincendio e come acqua di raffreddamento e di processo per gli Impianti.



# ISPRA

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

- 
- acqua prelevata da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria, proveniente dalla falda profonda (profondità maggiore di 100 m). Tale acqua è utilizzata come acqua di processo.

La Raffineria di Taranto ha implementato un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire dal giugno 2001. A partire dal Marzo 2005, il SGA della raffineria ha ottenuto la registrazione in base al Regolamento EMAS n. 761/2001.

### **3.1 Ciclo produttivo attuale**

La Raffineria di Taranto è caratterizzata da un ciclo produttivo basato sulle unità di distillazione Atmosferica e Vacuum (CDU) nelle quali il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria. In particolare i residui di distillazione atmosferica sono impiegati in un impianto di conversione/desolforazione catalitica (RHU), dove sono prodotti gasoli pregiati e olio combustibile desolforati e demetallizzati. L'impianto integrato di Visbreaking e Thermal Cracking (TSTC) è basato su processi di conversione termica della carica (cracking termico), con la produzione di idrocarburi leggeri, gasolio da desolforare, bitume, olio combustibile e residuo.

Nella raffineria sono operative le seguenti unità:

- unità di desolforazione catalitica (benzine, gasoli e kerosene);
- unità di reforming catalitico (PLAT);
- unità di isomerizzazione catalitica (TIP);
- Impianto LPG;
- Unità Gascon;
- Unità Merox (Mercaptans Oxidation);
- Unità di Produzione Idrogeno;
- Impianto sperimentale CDP/EST;
- Unità lavaggi Amminici;
- tre unità Sour Water Stripper;
- 3 impianti di recupero dello zolfo (unità CLAUS) e un impianto di trattamento gas di coda SCOT;
- 2 linee di collettori di blow-down che convogliano i gas/liquidi residui a combustione presso 2 torce idrocarburiche.

### **3.2 Ciclo produttivo dopo modifica Autoil ed inclusione impianto GPL.**

L'assetto produttivo futuro prevede:

- l'installazione di un nuovo impianto Hydrocracking (HCR), integrato con l'esistente impianto RHU (Impianto di idroconversione residui);
- la realizzazione di impianti ausiliari necessari al nuovo assetto di Raffineria, comprendenti:
  - impianto di recupero zolfo (unità Claus e unità TGTU);
  - impianto idrogeno;
  - torcia;
  - gasdotto per la fornitura di gas metano dalla rete Snam.



# ISPRA

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

Al momento di inoltro della domanda AIA, era in corso presso lo stabilimento un progetto di ampliamento della Raffineria che prevedeva la confluenza dello Stabilimento per l'imbottigliamento del GPL, precedentemente a gestione separata, all'interno delle attività produttive di sito. Alla data del 30/10/07 lo Stabilimento GPL è stato definitivamente integrato nella Raffineria di Taranto.

Si tratta di un impianto di imbottigliamento GPL le cui attività possono essere raggruppate come segue.

Ricevimento GPL con rifornimento primario tramite:

- gasdotto, costituito da 2 tubazioni da 6";
- trasporto via strada con appositi mezzi.

Stoccaggi:

- stoccaggio in serbatoi fuori terra di cui n° 1 serbatoio sferico da 1.000 m<sup>3</sup>, n° 1 serbatoio sferico da 500 m<sup>3</sup> e n° 2 serbatoi cilindrici orizzontali da 150 m<sup>3</sup> ciascuno;
- stoccaggio temporaneo di bombole.

Movimentazione prodotto.

Imbottigliamento.

Spedizione prodotto tramite:

- caricamento su autobotti;
- spedizione bombole mediante autocarri.

## **4 Condizioni generali valide per l'esecuzione del Piano**

### **4.1 Obbligo di esecuzione del Piano**

Il gestore della Raffineria si impegna ad eseguire campionamenti, analisi, misure, verifiche, manutenzioni e calibrazioni così come indicato nel presente Piano e in accordo con le procedure del Sistema di Gestione Ambientale (SGA) di Raffineria.

### **4.2 Funzionamento dei sistemi**

La Raffineria si impegna ad intraprendere tutte le azioni necessarie a garantire il corretto funzionamento delle apparecchiature di campionamento e monitoraggio nelle condizioni di normale esercizio.

Nei periodi di manutenzione e calibrazione dei sistemi di controllo in continuo, il Piano prevede sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi come indicato ai capitoli seguenti.

In particolare, in caso di malfunzionamento del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni dai camini, la Raffineria adotterà nel minor tempo possibile tutte le misure necessarie alla riparazione e ricalibrazione dell'attrezzatura, notificando all'Autorità Competente in caso di protratta indisponibilità di dati validi.

In caso di protratta indisponibilità dello strumento verranno effettuate campagne analitiche alternative.

### **4.3 Manutenzione dei sistemi**

La Raffineria esegue tutte le azioni necessarie a garantire che la funzionalità della strumentazione di monitoraggio e analisi sia mantenuta nel tempo, in modo da disporre di letture puntuali ed accurate circa le emissioni e gli scarichi.



# ISPRA

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

---

#### **4.4 Emendamenti al Piano**

Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

#### **4.5 Obbligo di installazione dei dispositivi**

La Raffineria garantisce l'installazione dei dispositivi di campionamento e monitoraggio, incluse le apparecchiature automatiche ed elettroniche per l'acquisizione di campioni e/o dati, per tutti i punti di emissione e in accordo con quanto indicato nei successivi capitoli.

I dispositivi e le apparecchiature relative ai monitoraggi, per ogni aspetto ambientale indagato, sono riportate nelle specifiche sezioni del presente Piano con l'identificativo ed una descrizione sintetica di ciascuna unità.

#### **4.6 Accesso ai punti di campionamento**

La Raffineria garantisce accesso permanente e sicuro ai punti di campionamento e monitoraggio.

Durante le ispezioni presso la Raffineria vengono consegnati, in ottemperanza alle norme vigenti (D.Lgs. 334/99 e smi, D.Lgs. 626/94 e smi) Dispositivi di Protezione Individuale (indumenti idonei, scarpe di sicurezza, elmetto, occhiali di sicurezza, protezioni auricolari e guanti).

I seguenti punti di campionamento e monitoraggio sono resi accessibili:

- Dispositivi di monitoraggio in continuo;
- Punti di scarico parziali e finale delle acque reflue depurate;
- Punti di campionamento delle emissioni aeriformi;
- Punti di campionamento delle emissioni in acqua;
- Punti di emissioni sonore nel sito;
- Pozzi di emungimento delle acque sotterranee e piezometri;
- Aree di deposito rifiuti.



## 5 Oggetto del Piano

### 5.1 Componenti ambientali

I dati quantitativi presentati nelle tabelle al presente capitolo sono riferiti alla Massima Capacità Produttiva (MCP) della Raffineria, in accordo con la Scheda B e gli Addendum alla scheda C dell'istanza AIA.

#### 5.1.1 Materie prime e prodotti finiti

La principale materia prima utilizzata in Raffineria è il petrolio grezzo, che alimenta i diversi cicli produttivi.

La Raffineria riceve inoltre le seguenti materie prime:

- Catalizzatori
- Chemicals
- Ammina
- Soda
- Azoto
- Ossigeno
- Additivi e coloranti.

Relativamente ai prodotti finiti, la Raffineria, oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, produce:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- Gasolio Bunker
- Gasolio pesante da Vacuum e Altri
- oli combustibili (ATZ e BTZ);
- bitumi;
- Fuel Gas a EniPower
- zolfo

Le attività dello stabilimento GPL consistono essenzialmente nel rifornimento, stoccaggio, imbottigliamento di GPL.

Nella tabella C1-1 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate alle materie prime in ingresso alla Raffineria. Nella tabella C1-2 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate ai prodotti finiti in uscita dalla Raffineria.



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Petrolio Grezzo		Petrolio grezzo - miscela complessa di idrocarburi costituita prevalentemente da idrocarburi alifatici, al ciclici e aromatici	Raffinazione	Parco serbatoi	Liquido	Misuratori livello serbatoi	6.500.000 (come somma di Petrolio Grezzo e di Semilavorati)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Semilavorati		Miscela complessa di idrocarburi	Raffinazione	Parco serbatoi	Liquido	Misuratori livello serbatoi	6.500.000 (come somma di Petrolio Grezzo e di Semilavorati)			
Ossigeno	07782-44-7	Ossigeno liquido	Recupero zolfo	Impianto ossigeno	Liquido	Misura da contabilità industriale	5.955			
Azoto	07727-37-9	Azoto liquido	Bonifica e sicurezza impianti	Impianto azoto	Liquido	Misura da contabilità industriale	10922			
Idrogeno	1333-74-0	Idrogeno	Avviamento impianti	Impianti	Gassoso	Misura da contabilità industriale	2,9			
CHIMEC AD/210	78-83-1 123-54-6	Alcool Isobutidico Acetilacetone	Denaturante GPL	Area caricamento extrarete	Liquido	Misura da contabilità industriale	7,7			
METHYL CARBITOL	000111-77-3	Dietilenglicol monometil etere	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,4			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
STAD/IS 450	108-88-3	Toluene Propanolo DINNSA Naphtha solvente	Additivazione prodotti finiti	Area SOL 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,26			
	67-63-0 25322-17-2 64742-94-5									
OCTIMISE G202	6472-88-7	Naphtha Solvente, media Polyolefin Alkyleneamine Naphtha Solvente, pesante Acetophenone Exo-1,7,7-Trimethyl-Hepta 1,2,4-Trimetilbenzene  Mesitylene Cilene Propylbenzene Naftaline Cumene Difenile Thymol	Additivazione prodotti finiti	Area SOL 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,02			
	64742-94-5									
	98-86-2									
	125-12-2									
	95-63-6									
	108-67-8									
	1330-20-7									
	103-85-1									
	91-20-32									
	98-82-8									
92-52-4										
89-83-8										
CHIMEC R 924	95-63-6	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altob	Additivazione prodotti finiti	Area SOL 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,5			
	64742-94-5									
DODIFLOW 4905	8008-20-6	Kerosone di prima distillaz	Additivazione prodotti finiti	Area SOL 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	149,1			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
CI-0801	27247-96-7 104-76-7	2-ethylhexyl nitrate 2-ethyl-1-hexanol	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	181,6			
EXCHEM GO-1	27247-96-7	2-etil-esil-nitrato	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	328,7			
CHIMEC 4232	1330-20-7	xilene	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	2,1			
CHEMADYE GREEN IG	1330-20-7	xilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	7,9			
GREENFARMING 01	1330-20-7 64742-94-5	Solvente xiloli Solvente nafta	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	41,6			
TRASOL MIX-33	1330-20-7	xileni	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	2,4	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
CHIMEC AD/119	1330-20-7	xilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	18,5			
CHEMADYE GREEN IB	1330-20-7	xilene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,1			
VERDE COLOROIL ECOMIX 7	64742-94-5	Solvente nafta pesante	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	18,8			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
VERDE TRASOL SP 91N	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Naftalene Solvente nafta Mesitylene 1,2,4-Trimetilbenzene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	12,9			
ROSSO TRASOL L 161	64742-94-5 95-63-6 91-20-3 108-67-8	Solvente nafta 1,2,4-Trimetilbenzene Naftalene Mesitylene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,2			
TRASOL MIX 2005	91-20-3 64742-94-5 108-67-8 95-63-6	Naftalene Solvente nafta Mesitylene 1,2,4-Trimetilbenzene	Colorazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,15			
CHIMEC 9536	20195-23-7 64742-94-5	Chromium octoate Solvente Aromatico altop	Additivazione prodotti finiti	Area SOI 4 Blending	Liquido	Misura da contabilità industriale	167,4	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
CHIMEC 1037			Neutralizzante	Area impianti SOI1	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8850			
CHIMEC 1034	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altop	Filmante	Area impianti SOI1-SOI3	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8885			
CHIMEC 1044	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altop	Filmante	Area impianti SOI1	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8885			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
CHIMEC 2438	-----	-----	disemulsionante	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8938			
CHIMEC 1831	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico albob	inibitore di corrosione	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8911			
CHIMEC 1934	90640-84-9 91-57-6 78-83-1	Solvente Aromatico albob 2 metilnaftalene alcool isobuttilico	disperdente	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	6,2			
CHIMEC 1835	78-83-1 61791-63-7	alcool isobuttilico n-cocco-1,3diammino prop	disperdente	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,82			
CHIMEC 1439	107-15-3 1336-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	inibitore di corrosione	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8851			
CHIMEC 8049	78-83-1	alcool isobuttilico	antischiuma	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8990			
ZYME FLOW LLC 657	68955-55-5	Ossido di alchilammina	Prodotto per bonifiche di apparecchiature	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	8,4	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
SODA CAUSTICA	1310-73-2	Soda caustica	neutralizzante	Area impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	231,9			
SODIO BICARBONATO	144-55-8	Sodio bicarbonato	lavaggi chimici	Area impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	9,4			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
TRIELINA BIRETTIFICATA	79-01-6	Tricloroetilene	clorurazione catalizzatore PLAT	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	11,1			
DICLOROPROPANO	78-87-5	Dietilpropano	clorurazione catalizzatore PLAT	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	3,2			
NALCO 8103	26062-79-3	Poli(dialildimetilammonio cloruro) in soluzione	coagulante acque scarico	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,0			
NALCO 7208	1310-73-2	Sodio idrossido	trattamento caldaia	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	25,7			
NALCO 7205	-----	-----	trattamento caldaia	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	8,3			
PETROMBEN 6A4	64742-48-9	Frazione pesante di nafta	antischiuma	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	52,8			
CHIMEC 8037 HF	95-63-6 64742-94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altob	antischiuma	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8990	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
NALCO ELIMINOX	497-18-7	Carboidrazide	deossigenante	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	27,6			
NALCO 352	110-91-8	Morfolina	alcalin. per caldaia	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	74,9			
DOW Specialty AMINE SS Solvent	000105-59-9	n-metildietanolamina	lavaggio amminico	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	172	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
CHIMEC 1534	107-15-3 1336-21-6	Etilendiammina Idrossido di ammonio	inibitore di corrosione	Area impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROCOR 8851			
KYMAX SOL 400 KH	90622- 57-4	Frazione pesante di nafta	lavaggio filtri RHU	Area impianti SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,3			
NALCO 71101	----	-----	antischiuma	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	24,2			
MICROPAN PETROL	----	-----	attivatore biologico	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	0,26			
ACIDO CLORIDRICO 10%	7647-01- 0	Acido cloridrico	trattamento chimico	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	13,2			
NALCO 7752	26062- 79-3	Poli(dialildimetilammonio cloruro) in soluzione	flocculante x acqua	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	129,4			
FERRO PERCLORURO SOL. 45 BE	7705-08- 0	Cloruro ferrico	trattamento chimico	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	14,3			
NALCO RE-SOLV EC2045A	64742- 94-5 91-20-3 95-63-6	Nafta aromatica pesante Nafalene 1,2,4-Trimetilbenzene	demulsificante	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	2,1	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
CHIMEC 2739	95-63-6 64742- 94-5	1,2,4-Trimetilbenzene Solvente Aromatico altob	disemulsionante	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	Sostit. da P3 FERROSOLF 8938			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
NALCO 3434	7647-15-6	Sodio bromuro	precursore biocida	Area impianti SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	1,5			
IDROGENO SOLFORATO	07783-06-4	Idrogeno solforato	sulfidante	Area impianti SO11	gassoso		0,04			
DMDS EVOLUZIONE	624-92-0	Disolfuro di metile	sulfidante	Area impianti SO13	Liquido		0,6			
UNIVEX		Tensioattivo fluorurato	schiumogeno	Area impianti SO11-SO13 SO14	Liquido	Misura da contabilità industriale	43			
Catalizzatore TK-10	-----	-----	Desolforazione	Area impianti SO13-EST	Solido		0,69			
Catalizzatore TK-551 3/16"	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nickel Triossido di molibdeno	Desolforazione	Area impianti SO13-EST	Solido		2,1			
Catalizzatore TK-551 1/8"	1313-99-1 1313-27-5	monossido di nickel Triossido di molibdeno	Desolforazione	Area impianti SO13-EST	Solido	Misura da contabilità industriale	1,1			
Catalizzatore KF-841 1.3Q	1313-99-1 1313-27-5 1314-56-3	Ossido di nickel ossido di molibdeno anidride fosforica	Desolforazione	Area impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	21,2	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore KF-841 2E	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di nickel Triossido di molibdeno	Desolforazione	Area impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	17,9	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalizzatore KF-757	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Desolforazione	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	430	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore KG-55	----	----	Desolforazione	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	2			
Catalizzatore KF-542 3E	1313-99-1 1313-27-5 1307-96-6	Ossido di nichel Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Desolforazione	Aree impianti SO11-SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	4,7			
Catalizzatore RG 682	----	----	Reforming	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	76,3			
Molsiv Adsorbent 4A DG TRISIV	----	----	Setacci molecolari Humidryer	Aree impianti SO11-SO13 SO14	Solido	Misura da contabilità industriale	17,8			
Catalizzatore HS-10	----	----	isomerizzazione	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	1,1			
Catalizzatore HS-12	----	----	isomerizzazione	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	18			
Catalizzatore ISOSIV ADSORBENT N-10	----	----	Isomerizzazione	Area impianti SO11	Solido	Misura da contabilità industriale	82,6			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalizzatore MEROX n° 8	-----	-----	Merox	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	3,1	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore S-201	-----	-----	Claus	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	44,0			
Catalizzatore S-501	-----	-----	Claus	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	6,6			
Catalizzatore S-7001	-----	-----	Claus	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	5,5			
Catalizzatore CRITERION 099	-----	-----	Claus	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	8,3			
Catalizzatore CRITERION 534	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Claus	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	12,6			
Catalizzatore RK-212	7440-02-0 1313-99-1 12136-45-7 1305-78-8	Nichel Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	Produzione H2	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	1,1			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalizzatore RK-202	1313-99-1 12136-45-7 1303-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	2,1			
Catalizzatore RK-201	1313-99-1 12136-45-7 1303-78-8	Monossido di Nichel Ossido di Potassio Ossido di Calcio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	5,6			
Catalizzatore R-67-7H	1313-99-1	Monossido di Nichel	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	6,5	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalizzatore TK-550	1313-27-5 1307-96-6	Triossido di molibdeno Ossido di cobalto	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	3,8			
Catalizzatore HTZ-3	1314-13-2	Ossido di Zinco	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	14,2			
Catalizzatore SK-201-2	----	----	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	28,3			
Catalizzatore HTG-1	584-08-7	Carbonato di Potassio	Produzione H2	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	0,9			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
PSA Adsorbent H-2-10	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	295,3	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
PSA Adsorbent H-3-1	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	32,0			
PSA Adsorbent H-5	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	8,0			
PSA Adsorbent H-1	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	22,0			
PSA Adsorbent H-13	----	----	Setacci molecolari	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	85,0			
Catalyst ART ICR 138 VS	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Guardia metalli	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	107,8			
Catalyst ART ICR 122 ZSB	1313-99-1	Monossido di Nichel	Hydro conversione	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	7,3			
Catalyst Macrotrap 1.5	1305-78-8	Ossido di Calcio	Hydro conversione	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	13,8			
Catalyst ART ICR 161 NAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SO13	Solido	Misura da contabilità industriale	13,8			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Catalyst ART ICR 161 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	120,0	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Catalyst ART ICR 132 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	70,0			
Catalyst ART ICR 167 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	70,8			
Catalyst ART ICR 137 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	41,6			
Catalyst ART ICR 131 KAQ	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydro conversione	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	140,0			
Catalizzatore TK-573	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydrogasificazione EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	9,8			
Catalizzatore TK-711	1313-99-1 1313-27-5	Monossido di Nichel Triossido di Molibdeno	Hydrogasificazione EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	0,28			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
KATALCO 92-2G	014808-60-7	Silice, quarzo	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	0,6	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
KATALCO 61-2	1313-99-1 1313-27-5	Ossido di Nichel Ossido di Molibdeno	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	1,5			
KATALCO 59-3	1302-42-7	Alluminato di Sodio	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	1,3			
KATALCO 32-5	1314-13-2	Ossido di Zinco	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	25,6			
KATALCO 92-1G	-----	-----	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	0,15			
KATALCO 71-5	1308-38-9	Ossido di Cromo trivalente	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	4,0			
KATALCO 57-4Q	1313-99-1	Ossido di Nichel	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	2,1			
KATALCO 25-4Q	1313-99-1	Ossido di Nichel	Produzione H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	2,2			
UOP KE-G 554	-----	-----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	6,6			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
UOP KE-G 048	-----	-----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	17,6	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
A.A. 2-5 GRADE A	-----	-----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	7,5			
CARBONE ATTIVO	-----	-----	Setacci molecolari PSA H2 EST	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	27,5			
CARBONE ATTIVATO SA 1810	-----	-----	Recupero vapori di Benzine	Area impianti EST	Solido	Misura da contabilità industriale	6,0			
CARBON NORIT ROZ 3	-----	-----	Recupero vapori di Greggio, Bitumi e Oli Combustibili	Area impianti SOI4	Solido	Misura da contabilità industriale	4,4			
CARBON NORIT RD2030	-----	-----	Recupero vapori di Bitumi e Oli Comb.	Area impianti SOI4	Solido	Misura da contabilità industriale	0,22			
CARBON NORIT SC 12	-----	-----	Lavaggio amminico	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	3,3			
MEROX N. 8	-----	-----	Trattamento Mercox	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	3,0			
ANTRACITE GRANULARE	-----	-----	Trattamento Mercox	Area impianti SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	3,5			
CARBONE ATTIVO NORIT GAC 830 W	-----	-----	Water Reuse	Area impianti SOI4	Solido	Misura da contabilità industriale	60,0			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Sfere ceramiche ¼"	----	----	Inerti per reattori	Aree impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	6,0			
Sfere ceramiche ¼"	----	----	Inerti per reattori	Aree impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	31,5			
Sfere ceramiche ½"	----	----	Inerti per reattori	Aree impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	108,8			
Sfere ceramiche ¾"	----	----	Inerti per reattori	Aree impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	16,1			
Sfere ceramiche ¾"	----	----	Inerti per reattori	Aree impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	46,8			
Sfere ceramiche 1"	----	----	Inerti per reattori	Aree impianti SOI1-SOI3	Solido	Misura da contabilità industriale	26,6			
OLI LUBRIFICANTI AGIP	----	----	Oli Lubrificanti	Aree impianti SOI1-SOI3 SOI4-EST	Liquido	Misura da contabilità industriale	134,2			
P3 FERROCOR 8850	141-43-5 107-15-3 84238-53-9	Etilanilamina Etilendiammina Mix alchilam. e alcalonam.	Inibitore di corrosione	Aree impianti SOI1-SOI3	Liquido	Misura da contabilità industriale	42,5	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
P3 FERROCOR 8851	109-89-7 107-15-3	Dietilammina Etilendiammina	Inibitore di corrosione	Area impianti SOI1	Liquido	Misura da contabilità industriale	37,0			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
P3 FERROCOR 8885	65996-79-4 61791-39-7	Solvente nafta Tallolio idrosciacchi.	Inibitore di corrosione	Aree impianti SO11-SO13	Liquido	Misura da contabilità industriale	33,6			
P3 FERROSOLF 8911	65996-79-4 9016-45-9	Solvente nafta Alchifenolo etossilato	Antifouling	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	5,3			
P3 FERROSOLF 8938	64742-94-5 95-63-6 91-20-3	Nafta aromatica pesante Trimetilbenzene Naftalene puro	Disemulsionante	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	44,8			
P3 FERROSOLF 8990	-----	-----	Antischiuma	Area impianti SO11	Liquido	Misura da contabilità industriale	30,0			
G.P.L.	6601 Codice prodotto	PROPANO - Miscela costituita da idrocarburi C3-C4 (C3>85%)	Imbot. Bombole produzione Carico autocisterne	Area Impianti SO14	Liquido Gassoso	---	13.400 Tm/anno			
G.P.L.	6602 Codice prodotto	BUTANO- Miscela costituita da idrocarburi C3-C4 (C4>85%)	Imbot. Bombole produzione. Si usa solo per le miscelazioni.	Area Impianti SO14	Liquido Gassoso	---	6.700 Tm/anno			
G.P.L. Mix	6602 Codice prodotto	MISCELA costituita da idrocarburi C3-C4	Imbot. Bombole produzione Carico autocisterne	Area Impianti SO14	Liquido Gassoso	---0	I quantitativi di miscela sono compresi in quelli del Propano-Butano	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Vernici in polvere	-	ROHM-HAAS PULVERLAC	Verniciatura Bombole a forno	Area Impianti SO14	Polverulento	Misura contabilità industriale	50 TM Attualmente non è più utilizzata			
Diluente Sintetico DICSOL	67-63-0 79-20-9 67-64-1	Compound di alcoli Esteri acetati Chetoni	Pulizia Macchina verniciatura	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	10 TM			
Gasolio		Il gasolio è della ditta TERZA che effettua la movimentazione delle bombole con i carrelli	Rifornimento dei carrelli TERZI	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	30.000			
Oli lubrificanti	101316- 72-7	olio	Lubrificazione	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	5 TM			
Grasso Agip Grease 30	101316- 72-7 64742- 52-5	Olio minerale a base paraffinica Olio minerale a base naftenica	Lubrificazione	Area Impianti SO14	Creoso	Misura contabilità industriale	1 Tm	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Liquido antigelo Agip Antifreeze	107-21-1	Glicole etilenico	Circuiti di raffreddamento automezzi	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	2 Tm			
Liquido sbloccante LS131	64742- 82-53-6	Distillati di petrolio Butano/Isobutano Butano/Isobutano Propano	Sbloccaggio e pulizia parti meccaniche	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	10 Tm	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Mastice Tite Seal	68187- 84-8 111-76-2	Oli vegetali Butoxy ethanol	Mastice assemblaggio rubinetti	Area Impianti SO14	Creoso	Misura contabilità industriale	1 Tm			



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

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Poli elettrolita anionico	-	AKIFLOC 6614	depurazione acque	Area Impianti SO14	Polvere	Misura contabilità industriale	200 Tm			
Ipoclorito di sodio	7681-52-9	Ipoclorito di sodio	depurazione acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	500			
Alluminio policloruro	1327-41-9	polidrossicloruro di alluminio	depurazione acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	300			
Alluminio policloruro	39290-78-3	Alluminio cloruro idrossido solfato	depurazione acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	400			
Carboni attivi	7440-44-0	-	depurazione acque	Area Impianti SO14	Granulare	Misura contabilità industriale	400			
Schiuogeno Sabo Foam PLUREX N	111-76-2 107-21-1 112-34-5	Detergente-Butossietanolo- Glicole etilenico- butossietossi	Antincendio	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	250			
Sverniciatore	602-004-00-3 603-001-00-x	Diclorometano Metano	Sverniciatura	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	NON IN USO	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Vernice idrosolubile Siquaflex ID	111-76-2 67-63-0	Butossietanolo Propanolo	Verniciatura bombole	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	7.000			
Acido Fosforico Sol.85%	7664-38-2	Acido fosforico	Analisi acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	100 Tm			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Descrizione	N° CAS	Denominazione	Fasi di utilizzo e punto di misura	Ubicazione stoccaggio	Stato fisico	Metodo misura e frequenza	Quantità alla MCP (ton)	Modalità di registrazione e trasmissione	Reporting	Controllo Ente preposto
Sodio Persolfato	7775-27-1	Sodio persolfato	Analisi acque	Area Impianti SO14	Polvere	Misura contabilità industriale	2 Tm			
Acqua distillata		Acqua distillata	Analisi acque	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	2 Tm			
Liquido per impianto frenante	112-34-5 143-22-6 111-46-6 110-97-4	Dietilenglicol monobutilere Trietilenglicol monobutilere Ossidietanolo Di-isopropanolamina	Liquido per freni automezzi	Area Impianti SO14	Liquido	Misura contabilità industriale	10 Tm	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting

**Tabella C1-2 – Prodotti finiti**

Denominazione	N° CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Propano		Parco serbatoi	Peso autobotte	Ogni carico			
GPL		Parco serbatoi	Peso autobotte	Ogni carico			
Benzina per autorizzazione		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi - Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Virgin nafta		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi - Peso autobotte	• Continuo • Continuo			
Kerosene		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi - Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Denominazione	N° CAS	Ubicazione stoccaggio	Metodo misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione e di controllo	Reporting	Controllo Ente preposto
Gasolio per autotrazione		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Gasolio per riscaldamento		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Gasolio Bunker		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Olio combustibile ATZ		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Olio combustibile BTZ		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Bitumi		Parco serbatoi	Misuratore di livello serbatoi – Peso autobotte	• Continuo • Ogni carico			
Fuel Gas a EniPower		-	-	-			
Zolfo		Vasche impianto	Peso Autobotte	Ogni carico			
Gasolio pesante da Vacuum e Altri		Parco serbatoi	Peso Autobotte	Ogni carico			



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

---

**5.1.2 Consumo di energia e combustibili**

Il monitoraggio dell'energia elettrica importata da fornitori esterna è effettuato attraverso contatori e verificata attraverso i dati di fatturazione con cadenza annuale. La raccolta dei dati e la loro pubblicazione avviene attraverso il reporting annuale. I dati sono verificati e validati dai certificatori esterni in corrispondenza delle verifiche Emas.

Il vapore importato dalla rete esterna è monitorato attraverso misuratori di portata collegati in linea con i sistemi informativi di stabilimento. La registrazione è continua mentre il reporting è annuale. I dati sono verificati e validati dai certificatori esterni in corrispondenza delle verifiche Emas.

Il consumo di combustibili è monitorato attraverso flange tarate, collegate in continuo al sistema informativo centralizzato di Raffineria. I dati sono validati in corrispondenza degli audit relativi alla normativa emission trading e in corrispondenza delle verifiche Emas.

Nella tabella C4 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate agli aspetti energetici della Raffineria.

Nella tabella C5 sono riportate le specifiche di monitoraggio associate ai combustibili utilizzati in Raffineria.



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

**Tabella C4- Energia**

Descrizione	Tipologia	Metodo misura	Quantità alla MCP	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Energia importata da Enipower	Elettrica	Contatore	331.185 MWh/anno	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Energia importata da ENEL ( per Stab. GPL)	Elettrica	Contatore	620.000 Kw/anno	continua			
Vapore importato da terzi	Vapore	Misuratore portata in linea	1218 kton	Continua			

**Tabella C5- Combustibili**

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP (ton)	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Fuel Oil	Serbatoi di stoccaggio	Forni /Caldie	Misurazione livello serbatoio	78.232	Continua	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Fuel Gas	Flange tarate	Forni / alimentazione U500	Calcolo da Protocollo GHG	228.342	Continua			
Off-Gas(1)	Flange tarate	Forni	Calcolo da Protocollo GHG	203.646	Continua			



**ISPRA**

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Tipologia combustibile	Punto di misura	Fase di utilizzo	Metodo misura	Consumo annuo alla MCP (ton)	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Gasolio autotr. (2)	Rifornimento carburanti	Pompe antincendio	Fatturazione dati	12	annuale			
Gasolio (per stab GPL) (3)	-	Carrelli elevatori	Stima	23	annuale	Registrazione su foglio excel	Annuale	Controllo Reporting
GPL (per stab GPL)	Uscita serbatoio di stoccaggio	Caldate/bruciatori	contatore	11	annuale	Registrazione su foglio excel	Annuale	Controllo Reporting

Note:

- (1) Gas di scarto da purificatore idrogeno PSA 12
- (2) Gasolio utilizzato per motori diesel pompe antincendio
- (3) Il gasolio utilizzato dai carrelli elevatori per la movimentazione interna delle bombole è a carico di un soggetto terzo che gestisce l'attività.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### 5.1.2.1 Metodi di analisi/misurazione gas di raffineria

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

**Norma ASME MFC-7M-1987** (Reaffirmed 1992), Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles o **Norma ASME MFC-4M-1986** (Reaffirmed 1990), Measurement of Gas Flow by Turbine Meters. I metodi sono equivalenti nella valutazione del flusso di gas alimentato e possono essere utilizzati indifferentemente.

**Norma ASTM D1946-90**, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography.

### 5.1.2.2 Metodi di analisi elementare dell'olio combustibile

**Norma ASTM D5291-92**, Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Petroleum Products and Lubricants.

**Norma ASTM D129-91**, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (General Bomb Method);

**Norma UNI EN ISO 8754**, Petroleum products - Determination of sulfur content - Energy dispersive X-ray fluorescence spectrometry

**Norma ASTM D 1552-07**, Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (High-Temperature Method)

### 5.1.3 Risorse idriche

#### Monitoraggio utilizzo risorse idriche

Approvvigionamento	Punto di prelievo/misura	Metodo misura	Utilizzo	Volume totale annuo alla MCP (m <sup>3</sup> )	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Acque di pozzo profondo	Bocca pozzo (mandata pompa)	Misuratore/registratore di portata	Processo	533554	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting
Acqua mare	Ingresso raffineria	Misuratore/registratore di portata	Processo Raffreddamento Antincendio	73932696			
Acqua processo da Eni Power	Ingresso raffineria	Misuratore/registratore di portata	Processo	1117683			
Acqua da impianto depurazione (Water Reuse)	Uscita impianto Water Reuse	Misuratore/registratore di portata	Processo	3300768			
Acqua potabile	Ingresso raffineria da acquedotto	Misuratore/registratore di portata	Igienico-sanitario	130485	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### 5.1.4 Emissioni in aria

La selezione dei punti di emissione significativi e le sostanze con obbligo di monitoraggio derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. In particolare sono da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivante dalla direttiva grandi impianti di combustione e dal D.lgs. 152/2006.

Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse/fuggitive.

I forni sono le unità di raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, particolato, SO<sub>x</sub>. Anche le unità di recupero zolfo e le torce rappresentano una fonte emissiva.

Inoltre contribuiscono alle emissioni in atmosfera anche le emissioni diffuse da attività di stoccaggio e movimentazione prodotti, impianti di processo, caricamento prodotti e impianto di trattamento acque.

#### 5.1.4.1 Emissioni convogliate

Nella Tabella C6-1 seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in aria.

Tabella C6-1 – Punti di emissioni convogliate

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm <sup>3</sup> /h]	Durata emissione [h/giorno] <sup>1</sup>	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m <sup>2</sup> ]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
E1	Forni CDU, HDT, HDS1, PLAT	135.550	24	365	175	100	11,52	2706029,81	4484596,54
E2	Forni VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 EST	200.405	24	365	180	120	19,63	2706226,17	4484751,43
E8	Forni RHU	20.000	24	365	195	95	2,01	2705967,37	4484858,57
E4	Forni HOT OIL	16.500	24	365	180	54,7	1,98	2706044,89	4484691,22
E7	Forni TIP	2.500	24	365	210	20,1	0,11	2706065,98	4484746,89
E5	Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	32.026	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	N.A.	82	Bruciatore	2705924,64	4484914,26

<sup>1</sup> Non sono conteggiati i periodi di manutenzione ordinaria, differenti per ogni unità.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm <sup>3</sup> /h]	Durata emissione [h/giorno] <sup>1</sup>	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m <sup>2</sup> ]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
E6	Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)		Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	N.A.	132	Bruciatore	2706004,97	4485044,07
S1	URV area caricamento rete (pensiline carburanti)	2.795	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	10	0,032	2706740,99	4484640,40
S2	URV serbatoi bitume	1.118	24	365	-	7	0,018	2706151,33	4484446,65
S3	URV caricamento pensiline bitume	6.522	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7	0,073	2706241,73	4484490,33
S4	URV serbatoi OC	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	6,5	0,099	2706150,24	4483981,85
S5	URV caricamento pensiline OC	6.522	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	6,5	0,099	2706340,62	4484589,89
S6	Unità abbattimento vapori caricamento greggio pontile	1.400	Camino di emergenza		-	20	0,099	2705824,78	4482809,81
S7	rigenerazione PLAT (U300)	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	16	0,0374	2706036,77	4484525,69
S8	Torre di lavaggio aria esausta (package R-6084)	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	0,5	0,031	2705811,71	4484688,64
	Reattore di desolforazione R-6080	ND				NA	0,018		
S9	Sfiati da motori diesel antincendio	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	2	0,051	2705799,02	4482834,11
Cappe laboratorio da C1 a C5, da C8 a C10, C12, da C14 a C17, da C20 a C22	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,071	-	-
Cappe laboratorio C22A, C23, da C26 a C28, C33, C34 (2), C37, C43, C46	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,049	-	-



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm³/h]	Durata emissione [h/giorno] <sup>1</sup>	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m²]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
Cappe laboratorio C6-C7, C11, C13, C18-C19, C24-C25 (4), C29-C30, C39, C42, C44(2), C45	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,031	-	-
Cappe laboratorio C31-C32	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,006	-	-
Cappe laboratorio C35, C38, C40-C41	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,002	-	-
Cappe laboratorio C36	Sfiati cappe	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	5	0,16 x 0,25	-	-
GPL 1 (E2.1)	Cabina di verniciatura	6.500	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 500 mm	-	-
GPL 2 (E2.2)	Ingresso forno di preriscaldamento	600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 200 mm	-	-
GPL 3 (E2.3)	Uscita forno di preriscaldamento	600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 200 mm	-	-
GPL 4 (E2.4)	Forno di essiccazione	1.500	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 200 mm	-	-
GPL 5 (E2.5)	Brucciato a GPL	1.000	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Diametro 340 mm	-	-
GPL 6 (E3)	Sabbiatrice	3.600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Dimensioni 160 x 224 mm	-	-
GPL 7 (E1)	Cabina di verniciatura piccola manutenzione	6.000	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Dimensioni 700 x 350 mm	-	-
GPL 8 (E1.2)	Tunnel di essiccazione	600	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	7,5	Dimensioni 300 x 300 mm	-	-
GPL 9 (E1.3)	Caldaia GPL per riscaldamento	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	3,5	Diametro 300 mm	-	-
GPL 10 (E4)	Gruppo elettrogeno a gasolio	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	2,5	Diametro 80 mm	-	-
GPL 11 (E5)	Caldaia GPL per riscaldamento uffici	ND	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	-	3,7	Diametro 200 mm	-	-

Dopo il completamento del progetto Autoil saranno presenti i seguenti punti di emissione convogliata aggiuntivi



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

Punto di emissione	Provenienza	Portata massima alla MCP [Nm <sup>3</sup> /h]	Durata emissione [h/giorno] <sup>2</sup>	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m <sup>2</sup> ]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
E9	Forni nuovo impianto idrogeno	110524	24	365		40	3,14		
E10	Forni Nuovo impianto Claus	15206	24	365		80	3,14		
E12	Nuova torcia DB3. Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	-	Emissioni discontinue	Emissioni discontinue	ND	130	Bruciatore		
S10	Stazione decompressione metano	ND	ND	ND	ND	ND	ND		

<sup>2</sup> Non sono conteggiati i periodi di manutenzione ordinaria, differenti per ogni unità.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella C6-2 – Inquinanti monitorati

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Trimestrale	UNI EN 14791:2006, UNI 10393:1995	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Trimestrale	UNI EN 14792:2006	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	Triboelettrico	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Trimestrale	UNI EN 13284- 1:2003	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	NDIR (assorbimento non dispersivo dell'onda a infrarosso)	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Trimestrale	UNI EN 15058:2006	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
O <sub>2</sub>	%	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	Ad ossido di zirconio	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	%	Tutti i forni di raffineria	Campionamento ed analisi / Trimestrale	(UNI EN 14789:2006)	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Arsenico	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 NIOSH 7900	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzene	µg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13649:2002	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Cadmio	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	IRSA Q64 e det ICP UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cloro	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COV	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Strumentale diretto/ Continuo	UNI EN 13649:2002	Registrazione su Sistema Informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 13649:2002	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cromo	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10, 6 (E3)	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Cromo VI	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Rame	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fluoro	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Mercurio	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 13211:2003, UNI EN 1483:1999	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IPA	µg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Nichel	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, 6 (E3)	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 US EPA method 29	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Piombo	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, 6 (E3)	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/ inquinante	UM	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
PM10	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi / Mensile	EPA Method 201 A	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Selenio	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 UNI EN 13284:2003 + M.U. 723:86 Man 122/1989 III + EPA 200.8 1994	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Zinco	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	CNR IRSA 10-Q64 US EPA method 29	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
PCB	µg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
NH3	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	DM 25/08/2000	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Idrocarburi totali	mg/Nm <sup>3</sup>	S1, S4, S5, S6, S10	Campionamento ed analisi /Periodico	Rapp. ISTISAN 97/35	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
1,3 Butadiene	mg/Nm <sup>3</sup>	S1	Campionamento ed analisi /Semestrale		Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
H2S	mg/Nm <sup>3</sup>	S2, S3, S4, S5, S6	Campionamento ed analisi /Periodico	M.U.634:84	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COV	Ton	S7, S8, S9, cappe lab. C1+C46, 1 (E2.1), 4 (E2.4), 6 (E3), 7 (E1), 8 (E1.2)	Indiretto/Periodico	EPA 3C/96	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Vanadio	mg/Nm <sup>3</sup>	E1, E2, E4, E7, E8, E9, E10	Campionamento ed analisi /Semestrale	UNI EN 14385:2004	Bollettini analitici e registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

Come prescritto nel Parere Istruttorio, il Gestore concorderà con Ispra e ARPA Puglia i monitoraggi sperimentali in continuo, a fini conoscitivi, delle polveri sottili.



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

**Tabella C7 – Sistema di trattamento fumi: controllo del processo**

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
E1	Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas	% Zolfo mg/Nm <sup>3</sup> zolfo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accertamento fiscale(fuel oil)</li> <li>• Settimanale(fuel gas)</li> </ul>	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E2	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas H2S residuo nei gas in uscita Monitoraggio Conversione Claus Scot	% Zolfo mg/Nm <sup>3</sup> zolfo H2S residuo mg/Nm <sup>3</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accertamento fiscale(fuel oil)</li> <li>• Settimanale(fuel gas)</li> <li>• Settimanale H2S residuo in concomitanza con il settimanale FG</li> </ul>	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E8	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm <sup>3</sup> zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E4	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm <sup>3</sup> zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E7	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm <sup>3</sup> zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E9	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm <sup>3</sup> zolfo	settimanale	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E10	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas H2S residuo nei gas in uscita Monitoraggio Conversione Claus Scot	% Zolfo mg/Nm <sup>3</sup> zolfo H2S residuo mg/Nm <sup>3</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accertamento fiscale(fuel oil)</li> <li>• Settimanale(fuel gas)</li> <li>• Settimanale H2S residuo in concomitanza con il settimanale FG</li> </ul>	Registrazione su sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
E5 – E6, E12	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica	Monitoraggio continuo presenza fiamma pilota	-	Continuo	na	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
		Misura continua dei gas vapori inviati in torcia	Nm <sup>3</sup> /h	Continuo	Registrazione su sistema informativo		programmato
		Misura continua del peso molecolare dei gas vapori inviati in torcia	upm	continuo	Registrazione su sistema informativo		
S1	Filtri a carbone attivo	-HC totale, benzene e 1-3 butadiene in uscita	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S2	Filtri a carbone attivo	H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S3	Filtri a carbone attivo	H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S4	Filtri a carbone attivo	HC totali e H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S5	Filtri a carbone attivo	HC totali e H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S7	Circolazione soluzione sodica nella sezione di reazione	Composti organici volatili	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
S8	Torre di scrubber per il lavaggio dell'aria esausta proveniente dal reattore di desolfurazione R-6080, mediante soluzione di NaOH.	Composti organici volatili	mg/Nm <sup>3</sup>	Semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
GPL 1 (E2.1)	Filtri a manica	Controllo funzionamento del controlavaggio	bar	Giornaliero	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
GPL 6 (E3)	Filtri a manica	Controllo differenziale di pressione (manometro)	bar	Giornaliero	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
GPL 7 (E1)	Filtro di abbattimento	Controllo visivo funzionamento	na	giornaliero	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



# ISPRA

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

Relativamente al camino di emergenza S6, collegato al sistema di recupero vapori al pontile, il Gestore dovrà operare la registrazione automatica e archiviazione dei dati di attivazione dello stesso, corredata di informazioni sulla durata dell'evento di emissione e la quantificazione della stessa. Il Gestore dovrà mettere a disposizione degli Enti di Controllo l'archivio di registrazione dei dati e riportare le informazioni nel rapporto annuale da trasmettere all'Ente di Controllo.

### **5.1.4.2 Monitoraggio dei sistemi di Torcia**

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

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

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

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ( $\cong 1$  m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di  $\pm 5\%$  di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il gestore dovrà entro sei mesi dal rilascio dell'AIA proporre all'Autorità di Controllo un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce e le modalità di intervento in caso di sfiaccolamenti legati a situazioni di emergenza. Tale protocollo dovrà essere



# ISPRA

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

espressamente approvato dall'Autorità di Controllo e farà parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

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

Il gestore deve altresì garantire che, trascorsi i 18 mesi stabiliti, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare in accordo al protocollo approvato dall'Autorità di Controllo e possibilmente con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia. Il gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO<sub>2</sub> superiore alle 7 tonnellate giorno, da una singola torcia o dall'insieme delle torce in funzione nella giornata. Il report deve contenere:

- La data e l'ora di inizio e fine dell'evento
- La stima della quantità di SO<sub>2</sub> emessa e lo sviluppo dei calcoli
- Le misure prese per limitare la durata e/o le quantità dell'emissione
- Una dettagliata Root Cause Analysis (RCA) dell'evento
- Una analisi delle misure, risultante dalla RCA, che sono disponibili per ridurre la probabilità di ripetizione dell'episodio. L'analisi deve contenere le alternative disponibili, la probabile efficacia ed i costi delle stesse. Se l'analisi concludesse che siano necessarie azioni il report deve includere anche una descrizione delle attività, e se non già completate, un cronoprogramma per la loro implementazione.

### **Metodi di misura**

#### **Flussimetro**

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

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

#### **Campionamento del gas (automatico o manuale)**

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

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:
  - a. Campionamento manuale:
    - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;
    - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi"..



# ISPRA

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

### b. Campionamento automatico

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

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

### **Metodi di analisi**

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

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

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

### **5.1.4.3 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali**

#### **Calcolo concentrazione SO<sub>2</sub> emessa da forni e caldaie**

Il flusso di anidride solforosa ( $\Phi_{SO_2}$ ) in kg/h può essere determinato conoscendo i valori di flusso di combustibile ( $Q_f$ ) in kg/h, concentrazione dell'inquinante nel combustibile in g/g di combustibile ( $C_x$ ), peso molecolare del contaminante emesso ( $PM_e$ ) in g/g-mole e peso molecolare dell'inquinante nel combustibile ( $PM_c$ ) in g/g-mole:



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

$$\Phi_{SO_2} = Q_f * C_x * (PM_e / PM_c)$$

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali ( $F_{gas}$ ) Nm<sup>3</sup>/h, poi è moltiplicato per la densità  $\rho_{gas}$  in kg/Nm<sup>3</sup>; quest'ultima calcolata dalla relazione

$$\rho_{gas} = P * PM_{medio} / R * T$$

Dove: P è la pressione di 1 atm;  $PM_{medio}$  è il peso di un volume di miscela gassosa pari a 22,414 m<sup>3</sup>, calcolato dai dati di composizione del gas; R è la costante dei gas in m<sup>3</sup> atm°K mole e T è la temperatura di 273,15 °K.

$$Q_{f gas} = F_{gas} * \rho_{gas}$$

La concentrazione ( $C_{SO_2}$ ) in mg/ Nm<sup>3</sup> è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ( $Q_{gas combustibili}$ ) in Nm<sup>3</sup>/h, normalizzati al 3% di eccesso d'ossigeno, moltiplicato per 1000000 per il passaggio da kg a mg:

$$C_{SO_2} = (\Phi_{SO_2} / Q_{gas combustibili}) * 1000000$$

Il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e SO<sub>2</sub>. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco. Nel caso del BTZ il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e SO<sub>2</sub>. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

### **Determinazione fattore emissione NO<sub>x</sub> e controllo del CO**

Il metodo fissa la procedura che deve essere usata nella valutazione di conformità con l'uso del fattore d'emissione locale.

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O<sub>2</sub> a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O<sub>2</sub> ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm<sup>3</sup> del NO<sub>x</sub> nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO<sub>x</sub>, per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);



# ISPRA

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

- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O<sub>2</sub> su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO<sub>x</sub> e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

### ***Determinazione rendimento di desolforazione***

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

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

Le grandezze in questione devono essere misurate con metodi strumentali continui e il rendimento  $\eta$  calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H<sub>2</sub>S.

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

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H2S}$$

Dove  $V_{in}$  è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{H2S}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm<sup>3</sup>.  $PM_S$  e  $PM_{H2S}$  sono i pesi molecolari di S e H<sub>2</sub>S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino PE - 12, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO<sub>2</sub>.

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

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO2}$$

Dove  $V_{out}$  è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione PE - 12 ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{SO2}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm<sup>3</sup>.  $PM_S$  e  $PM_{SO2}$  sono i pesi molecolari di S e SO<sub>2</sub> in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### Metodi di misurazione del flusso e del peso molecolare di idrocarburi inviati alla torcia.

Per la determinazione dei flussi di idrocarburi convogliati alla torcia si raccomanda l'utilizzo di strumentazione rispondente alla norma **ASME PTC 19.5-2004**.

Per la determinazione del peso molecolare di idrocarburi si raccomanda l'utilizzo del metodo EPA method 18 (VOC by GC).

#### 5.1.4.4 Emissioni diffuse/fuggitive

Il controllo della qualità dell'aria all'interno della Raffineria, viene effettuato per mezzo di 3 stazioni situate al perimetro dello stabilimento. Tali stazioni rilevano in continuo la direzione e velocità dei venti, e le concentrazioni di SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, PST, NO<sub>x</sub>, NO e NO<sub>2</sub> nell'atmosfera circostante, trasmettendo i dati su apposito PC per la successiva elaborazione di Report periodici mensili.

I risultati di tale monitoraggio finalizzato alla valutazione dello stato della qualità dell'aria ambiente nell'area di raffineria verranno inseriti nella reportistica annuale che il Gestore invierà all'Autorità di Controllo e dovranno essere messi a disposizione in formato elettronico per eventuali verifiche puntuali.

Le seguenti Tabelle C8-1 e C8-2 riportano una descrizione delle attività di monitoraggio previste per le emissioni diffuse e fuggitive:

In accordo a quanto prescritto in Autorizzazione, il Gestore dovrà provvedere entro sei mesi dal rilascio dell'AIA alla proposta all'Autorità di Controllo di un protocollo per l'implementazione di sistemi ottici di monitoraggio delle emissioni diffuse. Tale protocollo dovrà essere espressamente approvato dall'Autorità di Controllo e farà parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Tabella C8- 1 - Emissioni diffuse

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Serbatoi, caricamento prodotti, vasche trattamento effluenti	Serbatoi, caricamento prodotti, vasche trattamento effluenti	COV	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	Continua (in accordo a procedure LDAR e rilevazioni centraline qualità dell'aria)	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
		Benzene	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)					

Tabella C8- 2 - Emissioni fuggitive

Descrizione	Origine emissione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
-------------	-------------------	-------------------------	-----------------------	------------------------	----------------------------------	-----------	-------------------------



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Descrizione	Origine emissione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
COV	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, impianti	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	continue	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzene	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, impianti	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	continue	Sistema informativo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

### 5.1.4.5 Metodo di valutazione emissioni fuggitive (LDAR).

Il gestore deve sviluppare un programma scritto di LDAR che contenga:

- identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 130 millibar a 20 °C;
- procedure per l'individuazione delle perdite dai componenti
- procedure per includere nel programma nuovi componenti
- standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici".
- identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio
- procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati
- la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR
- l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti
- le procedure di QA/QC.

#### **Definizione di perdita**

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm<sub>volume</sub>) superiore a 10000 ppmv determinata con il metodo US EPA 21.

#### **Tabella - Definizione operativa di perdita**

Componenti	Rilascio prima licenza	Rinnovi successivi
Pompe	10.000	5.000
Compressori	10.000	5.000
Valvole	10.000	3.000
Flange	10.000	3.000

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



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### Definizione di emettitore cronico

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

### Monitoraggio e tempi di intervento

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

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

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri
Valvole/Flange	Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%)	La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione.	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate ; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Trimestrale		
Valvole di sicurezza	Trimestrale		
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente	Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita	
Componenti difficili da raggiungere	Annualmente		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

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



#### **5.1.4.6 Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico e ai sistemi di caricamento navi**

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **5.1.4.7 Emissioni eccezionali**

Le unità principali di Raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale. Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate.

Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera Raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria – generalmente annuale;



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- manutenzione e verifiche di legge – generalmente biennale;
- fermata generale di manutenzione – generalmente quadriennale;
- pianificazione produttiva.

Il gestore prevede specifiche procedure per:

- evitare emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature – generalmente è previsto un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- evitare emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all'ausilio di pig;
- gestire eventuali scarichi gassosi di emergenza o sovrappressione da parte di varie apparecchiature mediante collettamento al circuito di blow down e successiva combustione mediante le torce di stabilimento;
- regolamentare le attività di ispezione e le politiche manutentive sulle unità di recupero dei vapori da idrocarburi al fine di massimizzare l'efficienza e ridurre al minimo le emissioni di sostanze inquinanti nell'ambiente circostante.

La seguente Tabella riporta la descrizione delle attività di monitoraggio previste dal gestore relative a emissioni eccezionali derivanti da operazioni programmate.

Tabella C8- 3 - Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Tipo di evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Modalità di comunicazione alle Autorità	Modalità di registrazione	Reporting	Controllo Ente preposto
Manutenzione/arresti programmati	Unità recupero zolfo	Modulare la produzione di gas acido durante le fermate	Analizzatori in continuo camino 2	Fax enti control	Sistema informativo	Annuale e al verificarsi dell'evento	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato o straordinario
Anomalie /arresti impianto	Unità recupero zolfo	Modulare la produzione di gas acido durante le fermate	Analizzatori in continuo camino 2	Fax enti control	Sistema informativo	Annuale e al verificarsi dell'evento	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato o straordinario



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

## 5.1.5 Emissioni in acqua

### 5.1.5.1 Monitoraggio degli scarichi idrici

Per gli scarichi parziali e finali specificati nella seguente tabella C-9.1, con l'eccezione dello scarico AR Enipower oggetto di separata autorizzazione, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

Tabella C9-1 – Identificazione degli scarichi

Punto di emissione	Provenienza [Scarichi parziali/fasi]	Recettore	Portata annua alla MCP [m <sup>3</sup> ]	Durata emissione [h/giorno]	Durata emissione [giorni/anno]	Temp. [°C]	Coordinate Gauss Boaga X	Coordinate Gauss Boaga Y
"SCARICO A"	WR/4	Mare (MAR GRANDE)	112.434.600	24	365	ND	2704983,94	4484723,96
	UB/4			Emissione discontinua	Emissione discontinua	25		
	AR/4			24	365	< 35		
	AR EniPower/ Stabilimento EniPower di Taranto			24	365	33		
"SCARICO B"	Acque Meteor. /Nessuna	Mare (MAR GRANDE)	ND	Emissione discontinua	Emissione discontinua	ND	2704988,81	4484080,12
SCARICO 1 (Stabilimento o GPL)	Scarico unico e finale	Canale consortile	15.000	Emissione discontinua	Emissione discontinua	< 35	-	-

Tabella C9-2 – Inquinanti monitorati

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Portata	SCARICO A, WR, UB, carico 1 (stab. GPL)	continuo	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
pH	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Dlgs 152/06	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Temperatura	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Dlgs 152/06	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Conducibilità	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	continuo	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	continuo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
ALDEIDI	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
ALLUMINIO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AOX	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,1 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AZOTO AMM.	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AZOTO NITROSO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
AZOTO NITRICO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
ARSENICO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BARIO	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BENZENE	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,05 mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BORO	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
BOD <sub>5</sub>	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CADMIO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



# ISPRA

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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
CIANURI TOTALI	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CIANURO	Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CLORURI	A, AR	giornaliero	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
COD	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico I (stab. GPL)	giornaliero	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CROMO E COMP.	SCARICO A, WR, UB, Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
CROMO VI	SCARICO A, WR, UB, Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Escherichia coli	Scarico I (stab. GPL)	mensile	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
FENOLI	SCARICO A, WR, UB, Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
FERRO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fosforo totale (come P)	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
FLUORURI	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico I (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
Grassi e olii animali/vegetali	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Istantaneo	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IPA	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(a)pirene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(b)fluorantene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(k)fluorantene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Benzo(g,h,i)perilene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Indeno(1,2,3-cd)pirene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Antracene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Fluorantene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Naftalene	SCARICO A, WR, UB,	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
MANGANESE	AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
Materiali grossolani	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
MERCURIO	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
MTBE	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	≤0,1 mg/l	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
NICHEL	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
IDROCARBURI TOTALI	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	giornaliero	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Istantaneo	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
PCB	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
PIOMBO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
RAME	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SELENIO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SOLFATI	AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SOLFURI	WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
SOLFITI	Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

Parametro/inquinante	Punto di emissione	Tipo di monitoraggio/frequenza	Riferimento legislativo	Modalità registrazione controlli	Tipo di campione	Reporting	Controllo Ente preposto
SST	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
STAGNO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TENSIOATTIVI TOTALI	AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TOC	SCARICO A, WR, UB, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Parametro conoscitivo	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
TOLUENE	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	$\leq 0,05$ mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
VANADIO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	$\leq 1$ mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
XILENE	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	$\leq 0,05$ mg/l	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
ZINCO	SCARICO A, WR, UB, AR, Scarico 1 (stab. GPL)	settimanale	Dlgs 152/06	Registrazione su file	Campione medio ponderale rappresentativo di 3 ore	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



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

**Tabella C10 – Sistema di depurazione acque reflue TAE**

Punto di emissione	Sistema di trattamento (stadio di trattamento)	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
UB	Desolfurazione	Idrocarburi Solidi sospesi Solfuri pH Fe Ossigeno disciolto Ammoniaca	3 o 7 giorni a seconda del punto di campionamento (4 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	Sezione di trattamento biologico	COD BOD Solidi sospesi Idrocarburi Solfuri Fenoli Fosforo totale Ammoniaca Nitrati pH Fe Solidi sospesi volatili	3 o 7 giorni a seconda del punto di campionamento (5 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
		COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (campione all'ingresso sezione di flottazione S-6042)			
	Sezione di ispessimento e disidratazione fanghi	Solidi sospesi Solidi sospesi volatili Idrocarburi	Giornaliera 4 o 7 giorni a seconda del punto di campionamento (5 punti di campionamento totali)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato
	Vasca di trattamento finale (API S-6005)	COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (2 campioni uno ingresso e uno uscita vasca API)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato



# ISPRA

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

Punto di emissione	Sistema di trattamento (stadio di trattamento)	Parametri di controllo di processo di trattamento	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
	Scarico finale	COD BOD5 Solidi sospesi Solfuri Fenoli pH Azoto ammoniacale Azoto nitrico BTEX MTBE TPH (n-esano)	Bisettimanale (campionatore automatico)	Registrazione su file	Annuale	Controllo Reporting e Sopralluogo programmato

### 5.1.5.2 Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il gestore può utilizzare, in alternativa, metodi analitici equivalenti, a condizione che questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano messi a disposizione dell'autorità preposta ai controlli. Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA (già APAT) sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi, sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA (già APAT), che provvederà alla verifica e all'eventuale proposta di modifica. Qualora i metodi analitici già in uso presso l'impianto non fossero equivalenti, il gestore deve adeguarsi alle metodiche proposte in tabella 8 entro il 2009.

#### Metodi di misura degli inquinanti presenti negli scarichi idrici

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
TOC	UNI EN 1484; Metodo APAT-IRSA 5040	
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.



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

Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT-IRSA 3150 C	
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Rame	US EPA Method 220.2,; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso , riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2; Metodo APAT - IRSA 3120 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Piombo	Metodo APAT - IRSA 3230 B	
Alluminio	Metodo APAT - IRSA 3050 B	
Vanadio	Metodo APAT - IRSA 3310 B	
pH	US EPA Method 150.2; ASTM Method 1293B	Misura potenziometrica continua con elettrodo a vetro o combinato. Si



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

		raccomanda una verifica della taratura almeno giornaliera e su due punti con soluzioni tampone riferibili a standard primari.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni ovvero vedi Tabella 18	
Conducibilità Misura continua	ASTM D1125-95 (2005) Test Method B	Misura della conducibilità in continuo nell'intervallo da 5 a 200 000 $\mu$ S/cm
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Azoto nitrico (espresso come azoto)	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ed altri anioni.
Azoto nitroso (espresso come azoto)	Metodo APAT - IRSA 4050	
Azoto totale	ISO 7890-1	
Coliformi totali	Metodo APAT - IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.
Fluoruri	APAT-IRSA 4020 ;US EPA Method 300.0 parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei fluoruri.
Cloruri	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Cianuri	Metodo APAT - IRSA 4070 spettrofotometrico	
Tensioattivi totali	APAT-IRSA 5170 + APAT-	



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

	IRSA 5180	
Solfati	Metodo APAT - IRSA 4020	
Solfiti	Metodo APAT - IRSA 4150 B	
Solfuri	Metodo APAT - IRSA 4160	
MTBE	US EPA Method 624 GC/MS	
Fenoli	Metodo APAT - IRSA 5070 A2	
Solventi organici aromatici	Metodo APAT - IRSA 5140	
Benzene	Metodo APAT - IRSA 5140	
Toluene	Metodo APAT - IRSA 5140	
Xilene	Metodo APAT - IRSA 5140	
Solventi clorurati	Metodo APAT - IRSA 5150	
AOX	ISO 9562:2004	
IPA	US EPA Method 8270 D	
Benzo(a)pirene	US EPA Method 8270 D	
Benzo(b)fluorantene	US EPA Method 8270 D	
Benzo(k)fluorantene	US EPA Method 8270 D	
Benzo(g,h,i)perilene	US EPA Method 8270 D	
Indeno(1,2,3-cd)pirene	US EPA Method 8270 D	
Antracene	US EPA Method 8270 D	
Fluorantene	US EPA Method 8270 D	
Naftalene	US EPA Method 8270 D	

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità e taratura secondo le specifiche del costruttore; comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a una frequenza quadrimestrale (ad eccezione del pH - metro la cui taratura deve essere giornaliera).

### 5.1.5.3 Campionamenti delle acque di scarico

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

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

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

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



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### 5.1.6 Rumore

#### 5.1.6.1 Metodo di valutazione emissioni sonore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998. Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

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

La registrazione dei risultati deve avvenire su file e redazione rapporto secondo All. D - DM16/3/1998.

#### Metodi di valutazione emissioni sonore

Parametro	Tipo di determinazione	UM	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo ente preposto
Livello di emissione	Misure dirette discontinue	dB(A)	allegato b del D.M. 16/03/1998	Al confine aziendale e presso i ricettori, in corrispondenza di una serie di punti ritenuti idonei e comprendenti quelli già considerati, nonché presso ulteriori postazioni dove si presentino criticità acustiche	Biennale od ogniqualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting biennale
Livello di immissione			Stima			

### 5.1.7 Rifiuti

La produzione dei rifiuti è soggetta ad un sistema di registrazione previsto dalla normativa vigente. Le informazioni relative alle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti prodotti sono riportate sul Registro di Carico e Scarico e sono utilizzate ai fini della comunicazione annuale al Catasto dei Rifiuti.

La Raffineria comunica annualmente all'autorità competente, con le modalità previste dalla legislazione vigente, le quantità e le tipologie dei rifiuti prodotti, compilando le schede del Modello Unico di Dichiarazione Ambientale (MUD), conservata per almeno 5 anni. La denuncia annuale deve avere riscontro con il Registro di Carico e Scarico dei rifiuti.

Tabella C14 - Controllo rifiuti prodotti



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
050103*	Morchie fondame serbatoi	Fermate per manutenzione serbatoi	Deposito temporaneo A4	5.000	<p>Analisi chimica dei rifiuti (annuale e/o per variazione significativa del processo che origina il rifiuto)</p> <p>Metodi analitici ufficiali previsti da normativa vigente o metodi tecnici riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale (Regolamenti CEE, metodi CNR-IRSA, Delibera C.I. 27.07.84 ecc.)</p>	<p>Certificato di analisi</p> <p>Registri di Carico/Scarico - MUD</p>	<p>Annuale</p>	<p>Controllo Reporting. Controllo registri e documentazione annessa durante sopralluogo</p>
050103*	Morchie fondame serbatoi	Fermate per manutenzione serbatoi	Deposito temporaneo A4	500				
050105*	perdite di olio	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	1				
050106*	Fango da manutenzione apparecchiature	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	1.000				
050106*	Fango da manutenzione apparecchiature	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	1.000				
050107*	Catrami acidi	Residui da impianti di processo	Deposito temporaneo A4	100				
050108*	Altri catrami	Residui da impianti di processo	Deposito temporaneo A4	150				
050109* o 050110	Fango da impianto Trattamento Acque	Trattamento linea fanghi TAE A	Deposito temporaneo A4	3.500				
050116	rifiuti contenenti zolfo prodotti dalla desolforizzazione del petrolio	Manutenzione impianti produzione zolfo	Deposito temporaneo A4	100				
050117	bitume	Fermata per manutenzione serbatoi	Deposito temporaneo A4	500				
060399	Fialette drager	Campionamenti materie prime/prodotti finiti	Deposito temporaneo A4	0,5				
061302*	Carbone attivo	Sezione di filtrazione impianto TAE, Water Reuse, impianto abbattimento vapori greggio Pontile	Deposito temporaneo A4	1.000				
070101	Soluzioni di lavaggio e acque madri	Manutenzione / lavaggi apparecchiature	Deposito temporaneo A4	50				
080318	Toner per stampanti esaurito	Produzione routinaria c/o uffici	Deposito temporaneo A4	0,5				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
100101*	ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia (tranne la polvere di caldaia di cui alla voce 100104)	Manutenzione apparecchiature varie di Raffineria	Deposito temporaneo A4	10				
100104*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Manutenzione apparecchiature varie di Raffineria	Deposito temporaneo A4	25				
100122*	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie contenenti sostanze pericolose	Manutenzione / lavaggi apparecchiature	Deposito temporaneo A4	150				
100123	Fanghi acquosi da operazioni di pulizia caldaie	Manutenzione / lavaggi apparecchiature	Deposito temporaneo A4	150				
120117	materiale abrasivo di scarto, diverso da quello di cui alla voce 120116	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	500				
130208*	Olio lubrificante esausto	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	100				
130307*	Oli minerali isolanti e termoconduttori non clorurati	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	25				
130899	Rifiuti non specificati altrimenti	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	10				
150110*	Imballaggi contaminati (vetro, legno, plastica, ferro)	Stoccaggio additivi/chemicals	Deposito temporaneo A4/A3	250				
150102	imballaggi in plastica	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	50				
150104	Imballaggi metallici	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	5				
150103	imballaggi in legno	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	100				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
150202*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	manutenzione apparecchiature/ pulizia apparecchiature	Deposito temporaneo A4	200				
160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi diversi da quelli di cui alla voce 160209-160212	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4/A1	10				
160305*	carbone	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	150				
160214	Apparecchiature fuori uso diverse da quelli di cui alla voce 160209-160213	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	10				
160215*	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4	2,5				
160216	Componenti rimossi da apparecchiature fuori uso diversi da quelli di cui alla voce 160215	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A4/A1	2,5				
160601	Batterie al Piombo	-	Deposito temporaneo A4	2,5				
160602*	Pile e Batterie al nichel-cadmio	-	Deposito temporaneo A4	2,5				
160605	Altre batterie d accumulatori	-	Deposito temporaneo A4	2,5				
170503*	Terre e rocce contenenti sostanze pericolose	Attività di ripristino aree Raffineria	Deposito temporaneo A4	3.000				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
170504	Terre e rocce diverse da quelle di cui al CER 170503*	Attività di ripristino aree Raffineria	Deposito temporaneo A4	1.000				
170601*	Materiali isolanti contenenti amianto	Manutenzione apparecchiature/impianti (piano rimozione amianto)	Deposito temporaneo A4	1,5				
170603*	Materiali contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Manutenzione apparecchiature/impianti	Deposito temporaneo A4/A1	250				
170903*	Rifiuti per l'attività di demolizione e costruzione (compresi rifiuti misti) contenenti sostanze pericolose	Demolizione manufatti in cls da impianti	Deposito temporaneo A4	250				
170904	Rifiuti misti per l'attività di demolizione e costruzione diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902, 170903	Demolizione manufatti in cls da impianti	Deposito temporaneo A4	500				
180103*	Rifiuti sanitari (che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni)	Servizio infermeria	Stoccaggio dedicato localmente	0,1				
190806*	Resine a scambio ionico saturate o esaurite	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	1				
190904	Carbone attivo esaurito (prodotto da attività di potabilizzazione dell'acqua o dalla sua preparazione per uso industriale)	Impianti trattamento acque Stab. GPL	Deposito temporaneo A4	800				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
190905	Resine a scambio ionico saturate o esaurite (da attività di potabilizzazione dell'acqua o dalla sua preparazione per uso industriale)	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	1				
190899	Liquami civili	Produzione da Pontile Petroli	-	150				
191308 Oppure 191307*	Acqua di falda derivante dall'attività di Messa in Sicurezza della Raffineria ai sensi del D.M. 471/99 (oggi sostituito dal D.Lgs 152/06)	Acqua di falda da sbarramenti idraulici di Raffineria	-	595.680				
200101	Carta e cartone	Stoccaggio materiali non contaminati	Deposito temporaneo A4	100				
200121*	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	Tubi al neon da uffici/sale controllo	Deposito temporaneo A4	2				
200301	Rifiuti assimilabili agli urbani	Produzione da servizio mensa	Deposito temporaneo A2	500				
120116*	materiale abrasivo di scarto contenente sostanze pericolose	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	50				
200102	vetro	Uso di imballaggi non contaminati	Deposito temporaneo A4	1				
150106	Imballaggi misti	Uso di imballaggi non contaminati	Deposito temporaneo A4	5				
160604	batterie alcaline		Deposito temporaneo A4	2,5				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
160801	Catalizzatori esauriti contenenti oro, argento, renio, rodio, palladio, iridio e platino (tranne CER 160807*)	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	100				
160802*	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	2.000				
160803	Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione o composti di metalli di transizione non specificati altrimenti	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	50				
160807*	Catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose	Manutenzione impianti catalitici	Deposito temporaneo A5	300				
161105*	Rivestimenti e materiali refrattari contenenti sostanze pericolose	Manutenzione forni impianti di processo	Deposito temporaneo A4	100				
161106	Rivestimenti e materiali refrattari	Manutenzione forni impianti di processo	Deposito temporaneo A4	1.000				
170402	Rottami di alluminio	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4/ A1	50				
170405	Rottami di ferro e acciaio	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4/ A1	3.500				
170409*	Rottami metallici contaminati da sostanze pericolose	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo A4	250				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
170411	Cavi elettrici	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo A1	100				
050110	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Fanghi da impianto TAE	Deposito temporaneo 1	50				
120117	Materiale abrasivo di scarto	Manutenzione apparecchiature / impianti	Deposito temporaneo 1	30				
170401	Ottone	Manutenzione impianti	Deposito temporaneo 1	20				
170405	Rottame ferroso	Manutenzione impianti	Cassoni scarrabili per la raccolta del ferro	150				
080120	sospensioni acquose contenenti pitture e vernici	Manutenzione vasca morchie pitture vernici GPL	Deposito temporaneo 1	20				
070299	rifiuti non specificati altrimenti (tappi e catene di plastica)	-	Deposito temporaneo 1	5				
150104	Imballaggi in metallo	Stoccaggio materiale non contaminato	Deposito temporaneo 1	5				
190904	Carboni attivi esauriti	Sezione di filtrazione CAG da impianto TAE Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	10				
080112	pitture e vernici di scarto (Vernice in polvere)	Manutenzione vasca impianto GPL	Deposito temporaneo 1	5				
190899	Liquami civili	Produzione da Pontile Petroli	Deposito temporaneo 1	10				
191308	Acque di falda	Acqua di falda da sbarramenti idraulici di Raffineria	Cisterne per la raccolta delle acque di falda	1.100				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
150202*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi, contaminati da olio	Manutenzione / pulizia apparecchiature	Deposito temporaneo 1	2				
130208*	Olio esausto	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo 1	2				
190899	Carboni attivi esauriti	Sezione di filtrazione da impianto TAE Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	10				
080114	Fanghi prodotti da pitture e vernici di scarto	Manutenzione vasca presso Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	20				
200306	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Trattamento effluenti	Deposito temporaneo 1	50				
200139	tappi e catene di plastica	-	Deposito temporaneo 1	5				
150110*	Imballaggi in metallo contaminati da sostanze pericolose	Stoccaggio materiali contaminati	Deposito temporaneo 1	5				
160103	Pneumatici fuori uso	Sostituzione pneumatici da veicoli	Deposito temporaneo 1	1				
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi	Utilizzo per attività di pulizia uffici/sale controllo	Deposito temporaneo 1	1				
200304	Liquami civili	Produzione liquami	Deposito temporaneo 1	10				
190814	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti	Produzione da impianto TAE Stab. GPL	Deposito temporaneo 1	50				
150104	Bombole alienate	Stabilimento GPL	Deposito temporaneo 1	50				
200140	Ferro vario	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo 1	50				



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

Rifiuti prodotti (Codici CER)	Denominazione	Attività /fase di lavorazione	Ubicazione stoccaggio	Recupero /smaltimento MCP [t/a]	Modalità di controllo e di analisi	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
200140	Ottone	Manutenzione apparecchiature	Deposito temporaneo 1	20				
170904	Rifiuti misti dall'attività di costruzione e demolizione	Demolizione manufatti in cls da impianti	Deposito temporaneo 1	10				



# ISPRA

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

### 5.1.8 Suolo – sottosuolo e acque sotterranee

L'area dello stabilimento è stata interessata, a partire dal 2002, da diverse e successive attività di caratterizzazione ambientale mirate all'investigazione dello stato qualitativo dei suoli e delle acque sotterranee della Raffineria.

I risultati di tali attività sono stati trasmessi al Ministero dell'Ambiente e Tutela del territorio e agli Enti che partecipano alle Conferenze dei Servizi c/o il Ministero.

La Raffineria di Taranto nell'ambito del sistema di Gestione Ambientale, ha definito una specifica procedura per il monitoraggio del sottosuolo che prevede un sistema di controllo a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee, costituito da:

- rilievo dei livelli freaticometrici (tramite una rete di n. 108 piezometri superficiali con profondità media < 10 m e n. 13 pozzi trincea ubicati in corrispondenza degli sbarramenti idraulici) con frequenza mensile;
- campionamento/prelievo dai piezometri della rete piezometrica ed analisi idrochimiche delle acque sotterranee secondo la metodica prevista dalla legislazione vigente con frequenza indicata nella specifica tecnica per il monitoraggio dei piezometri, dei pozzi trincea e dei pozzi profondi;
- campionamento ed analisi dai pozzi trincea del sistema MISE e dai piezometri limitrofi agli sbarramenti delle acque sotterranee secondo la metodica prevista dalla legislazione vigente con frequenza indicata nella specifica tecnica suddetta.

Le metodiche applicate prevedono il prelievo di campioni di acque di falda per l'esecuzione di indagini analitiche svolte con frequenza variabile a seconda del parametro monitorato e della tipologia costruttiva del piezometro (profondità).

I metodi analitici considerati per il monitoraggio dei suoli e delle acque di falda sono i Metodi ufficiali di analisi chimica dei suoli previsti dalla normativa vigente.

La scelta dei parametri da monitorare dipende dai vincoli normativi, dai processi produttivi, dalle materie prime usate.

I risultati del monitoraggio sono restituiti in base ai risultati analitici e quindi sottoposti ad archiviazione informatica (supporto GIS) e cartacea per un'eventuale elaborazione statistica, in modo tale da soddisfare le seguenti richieste:

- dimostrare il rispetto dei limiti di legge comunitaria e nazionale;
- monitorare le condizioni del suolo – sottosuolo e delle acque sotterranee prevenendo possibili fenomeni di contaminazione.

#### **Sistema di Gestione Ambientale**

Nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale, sono state definite specifiche procedure per il monitoraggio / protezione del suolo e sottosuolo:

- SGA 01 Valutazione aspetti/impatti ambientali
- SGA 08 Protezione delle acque di falda e del sottosuolo
- LI GCSSF 20 Gestione criticità della falda.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

**Tabella C15 - Acque sotterranee**

Piezometro	Parametro	Metodo di misura (incertezza)	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
Rete piezometrica di Raffineria (108 piezometri)	pH	Potenziometria EPA 2080	semestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	C organico	IR EPA 9060				
	Pb, Cd, Cu, Zn, V, Cr tot, As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8				
	Se, Hg, Ni, Fe, Mn	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				
	Cr VI	Spettrofotom. Ass. atomico in fiamma EPA 7197				
	Idrocarburi tot. <C12 Idrocarburi tot. C12-C25 Idrocarburi tot. >C25					
	MTBE	GC-PID EPA 8021B				
	Benzene Toluene Etilbenzene Xilene Stirene	GC-MS EPA 8260B				
	IPA (1)	GC-MS EPA 8270D				
	Fenoli	GC-MS EPA 8270C				
Pozzi profondi (PP1, PP2, PP3, PP4)	pH	Potenziometria EPA 2080	trimestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	C organico	IR EPA 9060				
	Pb, Cd, Cu, Zn, V, Cr tot, As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8				
	Se, Hg, Ni, Fe, Mn	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				
	Cr VI	Spettrofotom. Ass. atomico in fiamma EPA 7197				
	Idrocarburi tot. <C12 Idrocarburi tot. C12-C25 Idrocarburi tot. >C25					
	MTBE	GC-PID EPA 8021B				
	Benzene	GC-MS				



# ISPRA

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

Piezometro	Parametro	Metodo di misura (incertezza)	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting	Controllo Ente preposto
	Toluene Etilbenzene Xilene Stirene	EPA 8260B				
	IPA (1)	GC-MS EPA 8270D				
	Fenoli	GC-MS EPA 8270C				
Annuale in occasione della controllo EMAS da parte dell'ente Certificatore Pozzi trincea + sistema well point (5 pompe) + 37 piezometri limitrofi + piezometri critici	pH	Potenziometria EPA 2080	trimestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	C organico	IR EPA 9060				
	Pb, Cd, Cu, Zn, V, Cr tot, As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8				
	Se, Hg, Ni, Fe, Mn	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				
	Cr VI	Spettrofotom. Ass. atomico in fiamma EPA 7197				
	Idrocarburi tot. <C12 Idrocarburi tot. C12-C25 Idrocarburi tot. >C25					
	MTBE	GC-PID EPA 8021B				
	Benzene Toluene Etilbenzene Xilene Stirene	GC-MS EPA 8260B				
	IPA (1)	GC-MS EPA 8270D				
	Fenoli	GC-MS EPA 8270C				
Piezometri esterni (da PE12 a PE20)	As	ICP-MS (Plasma induttivamente accoppiato con detector di massa) EPA 200.8	trimestrale	Registrazione su file	Annuale	Controllo del reporting - EMAS
	Se	ICP-MS (come sopra) EPA 200.8				

### 5.1.8.1 Sistema fognario "oleoso"

Il gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa". A tal fine



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

il gestore presenterà entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso della validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari deve essere realizzata in accordo alla norma **UNI EN 1610 o equivalente**.

L'eventuale esito negativo delle prove idrauliche deve portare, come conseguenza, all'accertamento dei motivi di tale risultato attraverso, per esempio, l'ispezione televisiva delle condotte, anche al fine di rilevare utili informazioni per i successivi interventi di risanamento.

Nel caso di necessità di intervento il gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile. Il gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati ( in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura. **Il database deve essere conservato dal gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Autorità di Controllo la realizzazione del piano di ispezione.**



## **5.2 Gestione dell'impianto**

### **5.2.1 Controllo Stoccaggi**

Allo scopo di mantenere efficienti i serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi, vengono condotti controlli, ispezioni e manutenzioni secondo determinate procedure e frequenze.

Le ispezioni si articolano in esterna ed interna.

Le ispezioni esterne consistono in:

- Ispezione visiva, ogni 4 anni per serbatoi a tetto fisso o cielo aperto, ogni 3 anni per serbatoi a tetto galleggiante;
- Rilievo con ultrasuoni, ogni 5 anni per serbatoi a tetto fisso o cielo aperto ad esclusione dei serbatoi per gasolio, olio combustibile, residuo vacuum, asfalto e Bitume dove il controllo è ogni 8 anni, ogni 5 anni per serbatoi a tetto galleggiante ad esclusione dei serbatoi slop dove il controllo è ogni 2 anni.

La frequenza delle ispezioni interne è determinata sulla base della natura del prodotto stoccato, dal grado di corrosione associato e dalla storia ispettiva/manutentiva del serbatoio. Dalle ispezioni effettuate nel corso del tempo, risulta una velocità di corrosione non superiore a 0.3 mm/anno ad uno spessore nominale di 6,5 mm per i serbatoi dedicati allo stoccaggio del greggio, considerato il fluido a maggiore criticità tra quelli presenti in Raffineria. Per questa ragione la Raffineria ha assunto una frequenza di ispezione di 20 anni per i serbatoi contenenti greggio e per tutti gli altri serbatoi contenenti categorie di sostanze meno critiche. Un'unica eccezione è stata fatta per i serbatoi adibiti allo stoccaggio dello slop, dove la frequenza delle ispezioni è stata fissata a 5 anni a causa della particolare natura del fluido contenuto

### **5.2.2 Indicatori di prestazione**

Al fine di monitorare gli aspetti ambientali significativi della Raffineria sono stati identificati indicatori di prestazione correlati alla gestione di:

- materie prime e prodotti finiti;
- risorsa idrica;
- scarichi idrici;
- emissioni convogliate e diffuse in atmosfera;
- emissioni di gas serra;
- rifiuti;
- suolo, sottosuolo e acqua di falda.

Nella seguente tabella si riportano gli indicatori riportati nella Dichiarazione Ambientale.



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

Tabella C19 – Monitoraggio degli indicatori di performance

Indicatore e sua descrizione	UM	Modalità di calcolo	Frequenza di monitoraggio	Reporting	Controllo Ente preposto
Indice movimentazione LEI (Low environmental impact)	%	Percentuale di materie prime e prodotti esitati via oleodotto, in ingresso e in uscita dalla Raffineria, rispetto al totale movimentato (comprendente anche via nave e via ATB)	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice utilizzo Fuel Gas	%	Rapporto percentuale tra la quantità di Fuel gas utilizzata (in ton) in relazione alla quantità dei Combustibili totali (Fuel gas e Fuel oil) utilizzati (in ton) nei forni di processo.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Energy Intensity Index (EII)	-	Rapporto tra "performance energetica" della Raffineria correlata ad una prestazione energetica di riferimento.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice prodotti ecologici:	%	quantità di prodotti "ecologici" ottenuti dalle attività di raffinazione, in relazione alla quantità totale.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di consumo acqua pozzo:	-	quantità di acqua prelevata da pozzo (espressa in mc) su quantità di materia prima lavorata (espressa in ton), nell'anno.	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di prelievo acqua mare	-	Quantità di acqua mare prelevata in ingresso Raffineria (espressa in kmc) rapportata alla quantità di materia prima lavorata (espressa in ton), nell'anno.	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di conformità allo scarico A delle concentrazioni degli inquinanti più significativi	%	Concentrazione media dei parametri BOD5, Oli minerali, Azoto ammoniacale e Fenoli in rapporto alla concentrazione limite di legge vigente in percentuale, sullo scarico A	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting
Indice emissioni convogliate	-	Quantità di SO2, NOX, PST (in tonnellate) emessa, correlata alle quantità (in Kton) di materia prima lavorata	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting



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

Indicatore e sua descrizione	UM	Modalità di calcolo	Frequenza di monitoraggio	Reporting	Controllo Ente preposto
Indice qualità fuel oil	-	contenuto di metalli nel fuel oil (in ppm) in rapporto al contenuto di metalli previsto dalle specifiche nazionali (in ppm).	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice emissioni di CO2	-	CO2 complessivamente emessa (espressa in kton) rispetto al quantitativo annuo di materie lavorate (in kton).	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice di utilizzo catalizzatori (RHU)	-	Quantità di catalizzatore (ton) dell'impianto RHU utilizzato per ciclo, rispetto alla carica processata all'impianto RHU (kton).	Annuale	Annuale	Controllo del reporting
Indice situazione piezometri	-	Numero di piezometri nei quali le analisi sull'acqua di falda hanno evidenziato un superamento del parametro Idrocarburi totali rispetto ai limiti stabiliti dal D.M. 471/99, in relazione al numero piezometri totali esaminati.	Semestrale	Annuale	Controllo del reporting

## 6 Responsabilità nell'esecuzione del Piano

Tabella D1 - Soggetti che hanno competenza nell'esecuzione del Piano

SOGGETTI	AFFILIAZIONE	NOMINATIVO DEL REFERENTE
Raffineria	-	Gaetano De Santis
Società terze contraenti	-	In funzione delle gare di appalto
Autorità competente	Ministero dell'Ambiente	-
Ente di Controllo	ISPRA in rapporto di convenzione con ARPA Puglia	-

### 6.1 Attività a carico del gestore

La Raffineria esegue tutte le attività descritte nel presente Piano; è prevista la possibilità di subappalto a società terze.

Le attività per cui è necessario l'intervento di società terze sono identificate nell'ambito delle procedure del SGA.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

### 6.2 Attività a carico dell'ente di controllo

Nell'ambito delle attività di controllo previste dal presente Piano e, pertanto, nell'ambito temporale di validità dell'autorizzazione integrata ambientale di cui il presente Piano è parte integrante, l'Ente di controllo svolge le seguenti attività

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA E NUMERO DI INTERVENTI	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	4
Valutazione report	Annuale	Tutte	8
Valutazione Audit energetico	Biennale	Uso efficiente energia	4
Campionamenti ed analisi	•Aria: solo su camini con sistemi di monitoraggio in continuo per contraddittorio in caso di problemi alle operazioni di taratura	•Campionamento in aria di uno o più degli inquinanti pertinenti	Il numero di interventi non è definibile a priori
	•Acqua: biennale	•Campionamento in acqua di uno o più degli inquinanti pertinenti	4

## 7 Attività di QA/QC

### 7.1 Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici

Tabella E1 - Requisiti minimi strumentali degli analizzatori CEMS installati

Prestazioni	Requisiti minimi strumentali
Campo di misura	il valore limite indicato nell'autorizzazione deve essere compreso tra il 40-50% del fondo scala utilizzato. Casi particolari possono essere concordati con l'Autorità di controllo
Limite di rilevabilità	2%
Deriva dello zero	±2% (nel periodo di operatività non sorvegliata)



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Prestazioni	Requisiti minimi strumentali
Deriva dello span	$\pm 2\%$ (nel periodo di operatività non sorvegliata)

Tutte le misure di temperatura e pressione debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente:

Tabella 18 – Caratteristiche minime della strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

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

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

### 7.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

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

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

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

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi



# ISPRA

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

richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

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

### **7.3 Analisi delle acque in laboratorio**

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

<b>ANALITI INORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi ; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

<b>METALLI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

<b>ANALITI ORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

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

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.



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

---

**7.4 Campionamenti**

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

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

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



## 8 Reporting

### 8.1 Comunicazione Mensile

E' fatto obbligo di Comunicazione mensile, secondo il quale il Gestore, al termine di ogni mese, è tenuto alla trasmissione all'Ente di Controllo (ISPRA) e all'ARPA territorialmente competente dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri, CO, COV, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> + composti a base di cloro; cfr. pagg. 122 e 123 del Parere Istruttorio);

### 8.2 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

### 8.3 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle 24 (ventiquattro) ore successive alla prima notifica<sup>3</sup> di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo<sup>4</sup> rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (è richiesto di inserire l'indirizzo o la collocazione geografica del luogo dove è situato l'impianto);
- **Nome dell'impianto e unità di processo che è sorgente dell'emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome comune con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite;**
- **Data e tempo;** oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento;**
- **Lista di composti rilasciati;**
- **Limiti di emissione autorizzati;**
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la

<sup>3</sup> La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

<sup>4</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



# ISPRA

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

richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)

- **Cause** (L' esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** ( indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;**
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica**, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

### **8.4 Reporting annuale**

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

#### **8.4.1 Definizioni**

**Limite di quantificazione** è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

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

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

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

**Media mensile** è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue)

**Media annuale**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o puntuali (nel caso di misure non continue)

**Densità per petrolio greggio e prodotti liquidi petroliferi:** è il valore ottenuto per mezzo di misura secondo la metodologia ASTM D1298 ( o EN ISO 3675) e campionamento secondo la



# ISPRA

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

norma ISO 3171( campionamento in linea ) o ISO 3170 (campionamento manuale serbatoi). La densità viene utilizzata per riportare le emissioni specifiche (riferite al peso di petrolio greggio o prodotti petroliferi).

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

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

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

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

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

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

**Frequenza di carico termico dei forni e caldaie** è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule.

**Media annuale delle misure semestrali ai camini**, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

**Stima delle quantità di VOC emesse**. Le tonnellate di VOC emesse dall'impianto sono calcolate con le formule riportate in appendice A.

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

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

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



# ISPRA

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

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

Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo del successivo paragrafo "Contenuti".

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

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

### **8.4.2 Contenuti**

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

**Nome del gestore e della società che controlla l'impianto**,

#### **Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale**

Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.

Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.

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

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

#### **Emissioni per l'intero impianto: ARIA**

**Tonnellate emesse per anno** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri

**Concentrazione media annuale** in mg/Nm<sup>3</sup> di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri

**Concentrazione media mensile** in mg/Nm<sup>3</sup> di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, PTS, COV, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> e composti a base di cloro.



# ISPRA

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

**Esiti delle misure effettuate nei diversi camini durante l'anno (con le frequenze stabilite nelle relative tabelle) per tutti gli inquinanti non rientranti nella bolla**

**Emissione specifica annuale dei forni<sup>b</sup>, per Gj di energia utilizzata di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (in g/Gj)**

**Emissione specifica annuale per tonnellata di greggio trattato di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri (in g/ton greggio)**

**Stima delle tonnellate di VOC emesse per anno**

**Dati registrati in automatico sugli eventi di attivazione del camino S6, collegato al sistema di recupero vapori al pontile (durata dell'evento e quantificazione dell'emissione)**

### **Emissioni per l'intero impianto: ACQUA**

**Chilogrammi emessi per mese di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>a</sup> e Fenoli (per gli inquinanti da Cr<sub>tot</sub> a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10<sup>-x</sup>)**

**Concentrazioni medie mensili, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup><sup>a</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX<sup>a</sup> e Fenoli in mg/litro**

**Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro**

**Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD<sub>5</sub>, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr<sub>tot</sub>, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro**

**Emissione specifica annuale di BOD<sub>5</sub>, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr<sub>tot</sub>, Cr<sup>(VI)</sup>, Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m<sup>3</sup> di refluo trattato (in g/ m<sup>3</sup>)**

### **Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI**

**Tonnellate di rifiuti prodotte per anno**

**Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno**

**Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio**

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

**Indice di recupero rifiuti annuo % = Rapporto tra quantitativo rifiuti inviato a recupero (t) e quantitativo totale rifiuti prodotti dalla raffineria (t)**

### **Emissioni per l'intero impianto: RUMORE**

**Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:**

<sup>b</sup>

<sup>a</sup> La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure mensili

<sup>a</sup> <sup>b</sup> Non sono da considerare nel calcolo le emissioni dal "CO boiler" e dalle caldaie (sono valutate singolarmente)

<sup>a</sup>

<sup>a</sup>



# ISPRA

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

---

Misure diurne

Misure notturne

### **Programma LDAR**

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

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

### **Programma per il contenimento degli odori**

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

**Numero di iniziative intraprese nell'anno** per il contenimento degli odori

### **Consumi specifici per tonnellata di petrolio**

**Acqua dolce** (m<sup>3</sup>/ton), **metano** (Nm<sup>3</sup>/ton), **combustibili liquidi BTZ** (kg/ton) ed **energia elettrica** (kwh/ton)

### **Caldaie**

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

#### **Emissioni: ARIA**

**Tonnellate emesse per anno** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, polveri, Ni e V (per gli inquinanti Ni e V utilizzare la notazione scientifica 10<sup>-x</sup>)

**Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata** di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, Ni, V e polveri (in g/Gj)

### **Torce**

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

#### **Emissioni: ARIA**

**N° di ore di funzionamento in emergenza**, per ognuna delle torce su base annuale

**Volumi di materiali bruciati in emergenza**, per ognuna delle torce su base mensile

**Flussi di materiali misurati giornalmente** (Nm<sup>3</sup>/giorno) e **quantità** (kg/giorno) fino a completare il mese e riportati in forma grafica. (asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

### **Unità recupero zolfo**

**Nome unità di processo**, cioè il nome con cui comunemente l'unità o l'area è chiamata dal personale che lavora sul sito.

#### **Emissioni: ARIA**



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

---

**N° di ore di effettivo funzionamento anno**  
**Rendimento medio mensile di desolforazione**  
**Produzione specifica di zolfo**  
**Grammi di zolfo<sup>b</sup> prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base  
mensile**

**Emissioni: RIFIUTI**

**Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per anno**

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

---

<sup>b</sup> La quantità di zolfo è data dal peso di zolfo fabbricato nel mese ed è divisa per il numero di tonnellate di greggio lavorate nello stesso periodo.



---

## Appendice A

### A.1 Metodo di stima VOC

#### Premessa

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

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

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

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

#### A.1.1 Perdite dalle connessioni, valvole, pompe e compressori

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dove:

N = Numero di componenti;



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

$D = (\text{frazione di componenti con rilascio}) \times N$ ;  
 $p \geq 0.95$ .

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

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

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

**TABELLA 1-appA**

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

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

### A.1.2 Perdite dai serbatoi

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

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

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

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

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

Nel caso del presente impianto è da considerare l'esistenza di sistemi di recupero dei vapori. Per tale motivo le quantità risultanti dal calcolo, con l'utilizzo del software, debbono essere ridotte con l'utilizzo della seguente formula:

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



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

### A.1.3 Perdite dai sistemi di carico/scarico prodotti petroliferi

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

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

LL = VOC perdita al carico/scarico (kg/m<sup>3</sup> di liquido caricato);

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

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

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

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

Tabella 2-appA

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

Source: USEPA (1997a).

Source: AP-42, 5<sup>th</sup> Edition, Section 5.2, Table 5.2-1

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

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

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

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

### A.1.4 Emissioni fuggitive dal sistema di trattamento acque reflue e dalla torre di raffreddamento

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



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

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

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

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

Dove:

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

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

**Oil-Water separator** = separatore API o simili

**Cooling water tower** = torre di raffreddamento e

**Impound Basin & Pond** = Bacino di raccolta acque piovane.

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



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

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

	Emission Factors		Control Description
	kg/10 <sup>6</sup> L cooling water	lb/10 <sup>6</sup> gal cooling water*	
Uncontrolled Emissions	0.7	6	
Controlled Emissions	0.08	0.7	➤ Minimization of oil leaks into cooling water system; ➤ Cooling water monitoring for oil

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

**A.1.5 Emissioni dai forni, caldaie, sistema di coking termico , sistemi di blowdown , FCC e torce**

La stima delle emissioni dalle apparecchiature indicate è ottenuta dall'applicazione del fattore di emissione specifico derivato da AP-42 sezione 5.1 dell'EPA ("Petroleum Refining").

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

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

Nel caso dell'impianto in argomento, non essendo richiesta l'analisi dei gas inviati in torcia (per ovvie ragioni di difficoltà tecnica), si può utilizzare la densità del gas naturale come approssimazione (non conservativa) della densità del gas combusto in torcia. La stima in difetto che ne risulterà contribuirà in modo ragionevolmente limitato all'imprecisione totale della stima sull'intero impianto se i quantitativi inviati in torcia saranno circoscritti alle sole situazioni di vera emergenza.



---

## Appendice B

### ***B.1 Emissioni in aria per anno da misure continue***

Nel caso delle misure continue l'emissione è calcolata dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch' essi misurati (nel caso delle combustioni la misura è virtuale), di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno è la seguente

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

$T_{\text{anno}}$  = Tonnellate anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm<sup>3</sup> ;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in Nm<sup>3</sup>/mese;

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

Le tonnellate anno di ogni singolo punto di emissione dovranno essere sommate per il quantitativo totale emesso dall'impianto.

Sono esclusi dal calcolo i periodi di avvio e spegnimento delle varie unità , questi ultimi dovranno essere stimati solo se i giorni/anno, in cui tali situazioni si verificano, sono superiori al 3% dei giorni di effettivo utilizzo dell'unità (circa 260 ore/anno).

Nei casi di avvio/spegnimento, se la stima dovrà essere fatta, i fattori di emissione dovranno essere adeguatamente individuati e documentati e la stima sarà estesa a tutti i periodi di avvio/spegnimento.

### ***B.2 Emissioni in aria per anno da misure discontinue***

Nel caso di misure discontinue (annuali o semestrali) la misura o le misure (queste ultime mediate come indicato nel paragrafo definizioni) sono considerate media annuale della concentrazione e la quantità emessa è valutata dal prodotto della concentrazione per la portata annuale (o volume).

Questa procedura è basata sul fatto che le concentrazioni sono misurate nelle situazioni di esercizio dell'impianto rappresentative delle condizioni medie di funzionamento.

La determinazione della concentrazione, quindi, è condizionata dalla necessità di fissare le condizioni di riferimento, che nei casi dei forni e caldaie, sarà valutata dalla distribuzione dei carichi termici nell'anno in classi costituite da intervalli di 500 megajoule .

Nel caso unico del CO boiler del FCC sarà considerata la distribuzione in classi, su base giornaliera delle quantità trattate, raggruppando i carichi ponderali di alimentazione su intervalli di 500 chilogrammi.

### ***B.3 Emissioni in corpi idrici superficiali o in mare per mese***

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

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

$K_{\text{mese}}$  = chilogrammi emessi nel mese

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/litro. Nel caso di misure mensili è la singola misura ;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi (o volume mensile scaricato) in litri/mese