

## APPENDICE D

Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame dell’Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata a ENI S.p.A. Raffineria di Taranto con Decreto n. 92 del 14 MAR 2018 dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (prot. n. 0000273 del 18 FEB 2019)



COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE

INTEGRATA AMBIENTALE - IPPC

IL PRESIDENTE

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del  
Territorio e del Mare  
Direzione Generale Valutazioni Ambientali  
[aia@pec.minambiente.it](mailto:aia@pec.minambiente.it)

Al Direttore Generale ISPRA  
[protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

**Oggetto:** Trasmissione parere istruttorio conclusivo relativo al riesame dell'AIA rilasciata alla ENI S.p.A. Raffineria di Taranto - Procedimento ID 42/9678.

Si trasmette allegato alla presente, ai sensi dell'art. 2, comma 1, lettera a) del D.M. 335/2017 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, il Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento in oggetto.

**Il Presidente f.f.**

Prof. Armando Brath

(documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D. Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

All. PIC id. 9678

*Tuteliamo l'ambiente! Non stampate se non necessario. 1 foglio di carta formato A4 = 7,5g di CO<sub>2</sub>*

Via Cristoforo Colombo, 44 - 00147 Roma Tel. 06-57225077

e-mail: [commissione AIA@minambiente.it](mailto:commissione AIA@minambiente.it) e-mail PEC: [cippc@pec.minambiente.it](mailto:cippc@pec.minambiente.it)

ID Utente: 426

ID Documento: CIPPC-426\_2019-0053

Data stesura: 15/02/2019



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

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**

**Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto del Ministro n. 92 del 14 marzo 2018 per l'esercizio della raffineria di Taranto della società ENI S.p.A. – Verifica prescrizione di cui all'art. 1, comma 5 (rif. Prescrizione n. 13 del parere istruttorio conclusivo). - (ID 42/9678).**

<b>GESTORE</b>	<b>ENI S.P.A. – RAFFINERIA DI TARANTO</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>TARANTO</b>
<b>DATA DI EMISSIONE</b>	<b>8 FEBBRAIO 2019</b>

**Gruppo Istruttore:**

Dott. Antonio Fardelli – Referente

Avv. David Roettgen

Ing. Claudio Ropicetta

Ing. Paolo Garofoli (Regione Puglia)

Ing. Aniello Polignano - (Provincia di Taranto)

Ing. Giancarlo Ciaccia (Comune di Taranto)

Ing. Mauro De Molfetta (Comune di Statte)



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

**INDICE**

1. DEFINIZIONI.....	3
2. INTRODUZIONE.....	6
2.1 <i>Atti presupposti</i> .....	6
2.2 <i>Atti normativi</i> .....	7
2.3 <i>Attività istruttorie</i> .....	10
3. IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC .....	11
4. ADEMPIMENTO ART.1, COMMA 5 del DM 92 del 14/03/2018 .....	12
4.1 <i>Tipologia e programmazione dei controlli</i> .....	12
4.2 <i>Ispezione visiva esterna</i> .....	13
4.3 <i>Rilievi spessimetrici</i> .....	13
4.4 <i>Valutazione dei dati raccolti dai controlli e risultati delle verifiche</i> .....	14
4.5 <i>Esiti della valutazione</i> .....	15
5. PROPOSTA DEL GESTORE .....	16
6. CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI .....	18
7. TARIFFA ISTRUTTORIA.....	19
8. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	19



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

## 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali.
<b>Autorità di controllo</b>	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Puglia.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
<b>Gestore</b>	ENI S.p.A. - Raffineria di Taranto, installazione IPPC sita nei Comuni di Taranto e Statte, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Installazione</b>	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014)
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014)



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

<b>Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto</b>	<p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett. 1-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<b>Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)</b>	<p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none"><li>1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;</li><li>2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;</li><li>3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. 1-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</li></ol>
<b>Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)</b>	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<b>Conclusioni sulle BAT</b>	<p>Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



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

<b>Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)</b>	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.</p>
<b>Uffici presso i quali sono depositati documenti</b>	<p>I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <a href="http://www.aia.minambiente.it">http://www.aia.minambiente.it</a>, al fine della consultazione del pubblico.</p>
<b>Valori Limite di Emissione (VLE)</b>	<p>La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



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

## 2. INTRODUZIONE

La Eni S.p.A. Raffineria di Taranto (di seguito "il Gestore") è in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreto di AIA DM n. 92 del 14/03/2018.

L'Art. 1, comma 5, del DM n. 92 del 14/03/2018, in riferimento alle principali pipeway di Raffineria, prescrive al Gestore di presentare all'Autorità Competente, entro 6 mesi dalla pubblicazione dell'AIA, un piano di miglioramento contenente specifiche soluzioni tecniche finalizzate al contenimento e/o confinamento delle eventuali perdite dagli accoppiamenti flangiati "critici", comprese le tecniche di impermeabilizzazione, effettuando l'aggiornamento delle frequenze di ispezione in coerenza con il piano presentato.

Il Gestore, in adempimento a quanto prescritto all'Art.1, comma 5 del Decreto AIA DM 0000092 del 14/03/2018 (rif. Prescrizione n.13 del Parere Istruttorio Conclusivo), ha presentato l'istanza prot. RAFTA/DIR/MV/287 del 26/09/2018 acquisita al prot. DVA/21643 del 27/09/2018.

Con nota prot. DVA/22439 del 08/10/2018, l'Autorità Competente ha comunicato l'avvio del procedimento istruttorio di Riesame dell'AIA, identificato con l'ID 42/9678.

### 2.1 Atti presupposti

Visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-1146/20186 del 11/10/2018, che assegna le attività istruttorie connesse alle domande di Riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Società ENI S.p.A. – Raffineria di Taranto, al Gruppo Istruttore così costituito: – Dott. Antonio Fardelli (Referente GI) – Ing. Claudio Franco Rapicetta – Avv. David Roettgen
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Ing. Paolo Garofoli - Regione Puglia – Ing. Aniello Polignano – Provincia di Taranto – Ing. Giancarlo Ciaccia – Comune di Taranto – Ing. Mauro De Molfetta – Comune di Statte
preso atto	che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: – Ing. Giuseppe Di Marco – Ing. Carlo Carlucci



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

**2.2 Atti normativi**

visto	il DLgs n. 152/2006 " <i>Norme in materia ambientale</i> " (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.,
visto	Il D.L. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27/03/2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED)
visto	<p>l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>– devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;</li><li>– non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;</li><li>– è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente</li><li>– l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;</li><li>– devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;</li></ul> <p>deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies.</p>
visto	<p>L'art. 29, comma 1 del D.Lgs. n. 46/2014 a norma del quale:</p> <p><i>"Per installazioni esistenti che svolgono attività già ricomprese all'Allegato I al decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, gli eventuali procedimenti di rilascio, rinnovo, riesame o modifica dell'autorizzazione integrata ambientale in corso alla data del 7 gennaio 2013 sono conclusi con riferimento alla normativa vigente all'atto della presentazione dell'istanza entro e non oltre settantacinque giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto . Resta salva la facoltà per i gestori di presentare per tempo istanza di adeguamento di tali procedimenti alla disciplina di cui al presente titolo."</i></p>
visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>"i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti."</i></p>
visto	<p>l'articolo 29- <i>sexies</i>, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale <i>"L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate"</i></p>



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

	<i>per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione"</i>
Visto	<i>l'articolo 29- sexies, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale "Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso"</i>
visto	<i>l'articolo 29- sexies, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale "L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</i> <i>a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i> <i>b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili. "</i>
visto	<i>l'articolo 29-sexies, comma 4-ter del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014) ai sensi del quale "l'autorità competente può fissare valori limite di emissione piu' rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:</i> <i>a) quando previsto dall'articolo 29-septies;</i> <i>b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui e' ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale"</i>
visto	<i>l'articolo 29- sexies, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), a norma del quale "I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un</i>



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

	<i>livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente. “</i>
visto	l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
visto	l'articolo 29-octies del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali.
visto	le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, che hanno recepito anche le linee guida a livello comunitario, e precisamente: <ul style="list-style-type: none"><li>• il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 “<i>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</i>”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;</li><li>• il Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008 “<i>Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59</i>”, pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;</li></ul>
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente: <ul style="list-style-type: none"><li>– <i>Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas</i> ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014)</li><li>– <i>Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015</i></li></ul>
visto	il “Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi (TA)” per gli inquinanti benzo(a)pirene e PM10, approvato dalla Regione Puglia con decreto di Giunta Regionale n. 1944 del 02/10/2012.
visto	Il Regolamento Regionale 9 dicembre 2013, n. 26 “Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia” (attuazione dell'art. 113 del D.Lgs. n. 152/06 e ss.mm. ed ii.), pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 166 del 17-12-2013.
vista	La Legge Regionale n. 23/2015 “ <i>Modifiche alla legge regionale 22 gennaio 1999, n. 7, come modificata e integrata dalla legge regionale 14 giugno 2007, n. 17</i> ”, relativa alla “ <i>Disciplina delle emissioni odorifere delle aziende. Emissioni derivanti da sansifici. Emissioni nelle aree a elevato rischio di crisi ambientale.</i> ”



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

**2.3 Attività istruttorie**

Vista	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto di AIA prot. Decreto di AIA DM 0000092 del 14/03/2018 per l'esercizio rispettivamente della Raffineria e della Centrale Termoelettrica site nei Comuni di Taranto e Statte.
Visto	Il Decreto VIA/AIA prot. DVA-DEC-2011-0000573 del 27/10/2011 con cui il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato alla ENI S.p.A l'autorizzazione per il progetto "Raffineria di Taranto – Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa da realizzarsi nel Comune di Taranto".
esaminata	La documentazione, prot. RAFTA/DIR/MV/287 del 26/09/2018 acquisita al prot. DVA/21643 del 27/09/2018, trasmessa dal Gestore in adempimento a quanto prescritto all'Art.1, comma 5 del Decreto AIA DM 0000092 del 14/03/2018 (rif. Prescrizione n.13 del Parere Istruttorio Conclusivo).
vista	La nota prot. DVA/22439 del 08/10/2018, con cui l'Autorità Competente ha comunicato l'avvio del procedimento istruttorio di Riesame dell'AIA, identificato con l'ID 42/9678.
vista	La Relazione istruttoria trasmessa da ISPRA con nota prot. 2018/64681 del 9/11/2018, acquisita al prot. CIPPC/1307 del 12/11/2018.
esaminate	Le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.
vista	La e-mail di trasmissione della bozza di Parere Istruttorio Conclusivo inviata per l'approvazione in data 30/11/2018 dalla segreteria della Commissione al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC/1486 del 11/12/2018 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione. Inoltre, con e-mail del 12/12/2018, acquisita al prot. CIPPC/1508 del 13/12/2018, la Regione Puglia ha trasmesso il proprio parere reso mediante il contributo di ARPA Puglia di cui alla nota prot. 82316 del 12/12/2018.
vista	La e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo aggiornato tenendo conto delle osservazioni ricevute dalla Regione Puglia, inviato per l'approvazione in data 1/02/2019 dalla segreteria della Commissione al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC/218 del 8/02/2019 comprendente i relativi allegati circa l'approvazione.



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

### 3. IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

<b>Ragione sociale</b>	Eni S.p.A. Refining & Marketing and Chemicals – Raffineria di Taranto
<b>Indirizzo sede operativa</b>	S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO
<b>Sede Legale</b>	Piazzale Enrico Mattei 1 – 00144 Roma
<b>Rappresentante Legale</b>	Bernardo CASA Via Laurentina, 449 – 00144 Roma
<b>Tipo impianto</b>	Raffineria
<b>Codice e attività IPPC</b>	<u>Attività 1:</u> <ul style="list-style-type: none"><li>• Raffinerie di Petrolio e di gas Codice IPPC: 1.2</li><li>• Classificazione NACE: Fabbricazione di prodotti petroliferi raffinati Codice 23.20</li><li>• Classificazione NOSE-P: Trasformazione di Prodotti Petroliferi Codice 105.08</li></ul> <u>Attività 2:</u> <ul style="list-style-type: none"><li>• Centrali termiche ed altri Impianti di combustione di potenza termica di almeno 300 MW - Codice IPPC 1.1</li><li>• Classificazione NACE: Produzione di energia elettrica – Codice 35.11;</li><li>• Classificazione NOSE-P: Processi di combustione &gt;300 MW - Codice 101.01</li></ul>
<b>Gestore Impianto</b>	Michele VIGLIANISI S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO 099 4782210 – michele.viglianisi@eni.com
<b>Referente IPPC</b>	Francesco PICARDI S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO 099 4782426 - francesco.picardi@eni.com
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	SI (stabilimento soggetto a notifica ed alla presentazione del rapporto di sicurezza).
<b>Numero di addetti</b>	404
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	SI – ISO14001 - EMAS
<b>Certificato di prevenzione incendi</b>	La Raffineria di Taranto è soggetta agli adempimenti del D.Lgs. 105/15.
<b>Periodicità dell'attività</b>	Continua
<b>Misure penali o amministrative riconducibili all'installazione o parte di essa</b>	E' in corso un procedimento relativo a fenomeni di emissione odorigene.



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

### 4. ADEMPIMENTO ART.1, COMMA 5 del DM 92 del 14/03/2018

Il Gestore dichiara che un intervento di pavimentazione dell'area delle principali pipe-way di Raffineria era già stato valutato da parte di ENI come non fattibile nel contesto della Raffineria, come riportato all'interno dello studio di fattibilità già trasmesso agli Enti competenti (prot. RAFTA/DIR/CG/145 del 30/06/2011), per le seguenti motivazioni (in *corsivo* le dichiarazioni del Gestore):

- *problematiche legate alla gestione delle acque meteoriche (le capacità idrauliche dei sistemi di collettamento e degli impianti di trattamento acque di Raffineria non sono stati ritenuti sufficientemente dimensionati per la gestione dell'incremento delle acque meteoriche derivanti dall'impermeabilizzazione delle pipe-way);*
- *impossibilità di eseguire l'attività di pavimentazione/impermeabilizzazione delle pipe-way senza rimuovere le tubazioni. L'eventuale rimozione del piping determinerebbe, tra le altre cose, una fermata prolungata dell'intero Stabilimento;*
- *elevati costi dell'opera (investimento economico valutato estremamente oneroso anche nell'ipotesi di suddivisione dello stesso su più piani annuali di intervento).*

Pertanto il Gestore, all'interno della documentazione presentata, descrive i controlli e le valutazioni dei risultati di tali controlli presso le pipeway di Raffineria al fine di definire la presenza di accoppiamenti flangiati "critici".

#### 4.1 Tipologia e programmazione dei controlli

La Raffineria prevede un piano di controlli delle tubazioni di trasferimento prodotti mediante ispezioni non distruttive periodiche condotte entro un intervallo temporale non superiore a 5 anni.

Il piano ispettivo tiene conto dei possibili fenomeni di corrosione, del layout e delle condizioni di processo delle linee e si articola nelle seguenti fasi:

- ricerca documentale e analisi storica dei dati di sito (P&ID, piante tubazioni, sketch, elenchi linee e specifiche di linea);
- sopralluoghi in campo lungo le linee (svolti da personale ENI qualificato eventualmente coadiuvato da soggetti terzi specializzati) al fine di individuare le tubazioni, gli accoppiamenti flangiati e i supporti oggetto di controllo, definire i punti di controllo ed eseguire rilievi fotografici;
- definizione del programma di controlli da eseguire sulla base delle risultanze delle precedenti fasi;
- esecuzione delle ispezioni secondo il programma stabilito. Le indagini vengono effettuate secondo la l'istruzione operativa NT1012 IO ISP REV0 - "ISPEZIONE DI TUBAZIONI D'IMPIANTO E OFF-SITES", la quale recepisce gli standard internazionali in materia di ispezioni di tubazioni di processo:
  - UN/TS 11325-1 - Valutazione dello stato di conservazione ed efficienza delle tubazioni in esercizio ai fini della riqualificazione periodica d'integrità;
  - API Std 570 - *Piping Inspection Code*;
  - API RP 574 - *Inspection Practices for Piping System Components*;
  - API RP 579 - *Fitness-For-Service*.

Il piano ispettivo delle tubazioni di Raffineria riporta, per ciascuna tubazione:

- i meccanismi di danno più probabili e i relativi punti/tratti di linea in corrispondenza dei quali tali danni sono attesi;
- le tecnologie di ispezione applicate ai punti/tratti potenzialmente soggetti a danno;



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

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

- la frequenza e l'estensione dei controlli.

Le ispezioni sono volte alla definizione di un programma manutentivo che definisce la frequenza dei controlli e che comprende gli eventuali interventi di riparazione/sostituzione per tratti di linea specifici, individuati in funzione degli esiti delle verifiche effettuate.

Il piano di ispezione comprende le seguenti differenti tipologie di verifica:

- ispezione visiva esterna;
- rilievi spessimetrici.

#### **4.2 Ispezione visiva esterna**

Il Gestore dichiara che lo scopo dell'ispezione visiva esterna delle tubazioni è quello di:

- verificare lo stato di coibentazioni (lamierini mancanti/danneggiati o sigillature deteriorate), verniciature e rivestimenti protettivi delle tubazioni;
- controllare eventuali segni di perdite o trasudamenti delle linee;
- controllare eventuali vibrazioni, disallineamenti delle tubazioni o dilatazioni impedito;
- verifica dello stato di conservazione degli "accoppiamenti flangiati" (costituiti dall'insieme di flange, tiranti, dadi e guarnizioni).

**Con specifico riferimento agli "accoppiamenti flangiati", il Gestore dichiara che l'ispezione prevede la verifica dei seguenti aspetti:**

- la completa fuoriuscita dei tiranti dai loro dadi e il loro stato di conservazione;
- l'eventuale presenza di segni di corrosione in corrispondenza della sede di tenuta degli accoppiamenti;
- lo stato di conservazione della guarnizione, per quanto accessibile.

Il Gestore dichiara inoltre che nel corso dell'ispezione viene controllato anche lo stato di supporti, ancoraggi, sostegni e, in particolare, vengono ricercati eventuali segni di corrosione/erosione in corrispondenza dei tratti di appoggio della linea.

L'ispezione visiva esterna viene condotta sulla base di una apposita check-list (di cui il Gestore riporta un esempio in Appendice A alla nota trasmessa) e gli esiti delle ispezioni visive esterne vengono documentati in appositi "record ispettivi".

#### **4.3 Rilievi spessimetrici**

Il Gestore dichiara che i rilievi spessimetrici vengono eseguiti su punti della linea scelti secondo specifici criteri e consentono di valutare la presenza di eventuali fenomeni corrosivi in atto.

Gli esiti dei rilievi vengono poi confrontati con i valori nominali e il sovrappessore di corrosione previsto dalla specifica di linea e con i dati storici, al fine di determinare i ratei di corrosione, la vita residua e, conseguentemente, gli eventuali tratti della linea che necessitano di attività di manutenzione (riparazioni o sostituzioni parziali o integrali).

Lo spessore viene misurato in specifiche posizioni lungo il circuito delle tubazioni. Tali punti rappresentano i TML (*Thickness Measurement Locations*). Il posizionamento dei TML tiene conto sia delle potenziali corrosioni localizzate sia della corrosione specifica derivante dal tipo di servizio.

Per la scelta dei TML, le posizioni lungo le tubazioni considerate in Raffineria sono individuate dal Gestore nelle seguenti:

- Punti di iniezione.
- Tratti "morti" (con ristagno di fluido).
- Zone di corrosione relative a servizi specifici.



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

- Zone soggette a erosione e corrosione/erosione.
- Tratti soggetti a cricche per tensocorrosione (SCC).
- Tratti soggetti a corrosione sotto rivestimento interno e depositi.
- Tratti potenzialmente soggetti a rottura per fatica.
- Tratti potenzialmente soggetti a scorrimento viscoso (Creep).
- Tratti potenzialmente soggetti a rottura fragile.

Dopo aver stabilito la posizione e il numero dei TML da sottoporre a verifica, ogni sistema di tubazioni viene monitorato con misure dello spessore nei TML prescelti.

I TML vengono identificati sia sui disegni ispettivi che direttamente in sito sulla tubazione al fine di consentire l'esatta ripetizione della misura negli stessi punti.

Lo spessore di ogni TML può essere valutato mediante differenti tecniche (ultrasuoni e ispezione visiva), e le procedure in atto per la verifica dello stato delle tubazioni fanno capo a specifiche linee guida/istruzioni operative, quali:

- NT0905\_LG\_ISP\_REV1 – Manuale di Ispezioni e Collaudi;
- NT1012\_IO\_ISP\_REV0 – Ispezione di tubazioni d'impianto e off-sites;
- NT0708\_LG\_ISP\_REV0 – Controllo spessimetrico.

#### **4.4 Valutazione dei dati raccolti dai controlli e risultati delle verifiche**

Il Gestore dichiara che gli esiti delle verifiche ispettive eseguite sulle tubazioni e, in particolare, i risultati delle misure spessimetriche sui TML, vengono utilizzati per valutare l'idoneità all'esercizio dei componenti soggetti a controllo.

Sulla base dei calcoli del rateo di corrosione e della conseguente vita residua del componente della linea in esame vengono quindi stabiliti, a seconda delle condizioni generali riscontrate e dell'entità degli eventuali danni rilevati:

- la frequenza e l'estensione dei successivi controlli;
- l'esecuzione di specifici interventi di manutenzione/sostituzione.

Il Gestore dichiara che gli esiti delle verifiche sulle pipe-way di Raffineria sono riportati nei rispettivi rapporti che hanno delineato il seguente stato delle tubazioni (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):

- *Rapporto ispettivo N.16/13 del 27/08/2013. L'ispezione ha compreso indagini visive e strumentali eseguite nei mesi di luglio e agosto 2013, al fine di valutare lo stato di conservazione delle linee del main pipe trench posizionate a nord, nord/est, sud e sud/est del sottopasso della SS 106 Jonica per un'estensione totale di circa 800 m (400 m a monte e 400 m a valle del sottopasso). Dalla verifica ispettiva è emersa la necessità di interventi manutentivi su 4 tratti di linea, interventi che sono stati portati a termine ad ottobre del 2013.*
- *Rapporto ispettivo N.17/13 del 29/08/2013. L'ispezione ha compreso indagini visive e strumentali eseguite nei mesi di luglio e agosto 2013, al fine di valutare lo stato di conservazione delle linee del pipe trench posizionate in zona serbatoi di stoccaggio greggio (T3001-T3008) per un'estensione totale di circa 900 m lineari. Dalla verifica ispettiva non è emersa la necessità di interventi manutentivi, in quanto non sono state rilevate evidenze.*



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

**4.5 Esiti della valutazione**

Il Gestore, a valle delle verifiche e controlli effettuati, ritiene che non siano presenti in Raffineria accoppiamenti flangiati "critici", e ciò in relazione ai seguenti fattori (in *corsivo* le dichiarazioni del Gestore):

- *condizioni di esercizio e fattori di stress meccanico in relazione ai fluidi trasportati (trattandosi di linee di trasferimento e non di processo sono caratterizzate da bassi valori di pressione e temperatura);*
- *le pipe-way sono sistemi a minore complessità in termini di connessioni, ramificazioni, punti di innesto e similari;*
- *nel corso delle ispezioni visive esterne effettuate presso tali elementi non sono state rilevate perdite;*
- *a seguito dell'esame dei dati raccolti dai rilievi spessimetrici sono stati rilevati ratei di corrosione nella norma con un rischio estremamente basso di potenziali corrosioni localizzate.*

Pertanto il Gestore ritiene che gli accoppiamenti flangiati della rete pipe-way (*Pipe Trench Est, Pipe Trench Ovest e Main Pipe Trench*) non essendo "critici" in relazione alle considerazioni tecniche effettuate, non richiedono una diversa frequenza delle attività di ispezione attualmente seguite (ogni 5 anni).



## Commissione Istruttoria AIA-IPPC

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

#### 5. PROPOSTA DEL GESTORE

Il Gestore, avendo ritenuto che in corrispondenza delle principali pipe-way di Raffineria non sono presenti "accoppiamenti flangiati critici", propone di intervenire comunque in maniera preventiva sulle flange delle tubazioni dedicate al trasporto dei fluidi ritenuti più a rischio in relazione alla loro capacità di infiltrarsi nel terreno in caso di un eventuale sversamento, in ottemperanza a quanto prescritto in AIA.

Il Gestore propone di valutare tale rischio, per ciascuno dei prodotti convogliati attraverso le pipe-way, sulla base delle caratteristiche chimico-fisiche che ne determinano la mobilità nel suolo/sottosuolo (ad es. viscosità e densità) e individuando, pertanto, quelli che sono da ritenersi maggiormente soggetti a percolare attraverso il terreno in caso di un'eventuale perdita.

In tal senso, il Gestore riporta delle considerazioni di merito per le diverse tipologie di prodotto trasportate dalle pipe-way, nel caso di uno sversamento (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):

- *ETBE/MTBE: rientrano nella definizione di idrocarburi liquidi volatili; nel caso di uno sversamento, essi penetrano velocemente nel sottosuolo percolando verso la falda;*
- *benzina (e suoi semilavorati): rientra nella definizione di idrocarburi liquidi volatili; la parte di prodotto costituita dalla frazione liquida meno volatile (non evaporata) penetra velocemente nel terreno percolando verso la falda;*
- *greggio: la sua elevata tensione di vapore è determinata dai composti che costituiscono le frazioni più leggere (C1-C4, presenti allo stato gassoso a temperatura ambiente); le altre frazioni del greggio comprendono una serie di prodotti liquidi con valori di densità e viscosità via via crescenti e tensione di vapore decrescenti con l'aumentare del peso molecolare; nel caso di uno sversamento di greggio, l'alta viscosità del prodotto limita il rischio di penetrazione nel sottosuolo ed il possibile raggiungimento della falda;*
- *kerosene, gasolio e loro semilavorati: sulla base della loro tensione di vapore sono prodotti che non rientrano nella definizione di idrocarburi liquidi volatili;*
- *jet fuel: ha una tensione di vapore corrispondente quella degli idrocarburi liquidi volatili e valori di densità e viscosità analoghi a quella del kerosene;*
- *olio combustibile: non rientra nella definizione di idrocarburi liquidi volatili; inoltre, nel caso di uno sversamento di olio combustibile, la viscosità del prodotto è tale da non consentire una sua penetrazione nel sottosuolo ed il possibile raggiungimento della falda.*

Pertanto, il Gestore ritiene che sulla base delle considerazioni riportate ed in linea con quanto riportato nella BAT n. 51, l'intervento proposto consista nella installazione, presso le pipe-way che trasportano idrocarburi liquidi volatili a temperatura ambiente (Benzine e MTBE/ETBE), di un sistema di pre-contenimento da posizionare in corrispondenza degli accoppiamenti flangiati.

Tale soluzione tecnica sarebbe finalizzata a garantire il pre-contenimento di eventuali perdite dalle flange e a segnalare eventuali trafile di idrocarburi liquidi volatili.

I dispositivi individuati dal Gestore sono costituiti da cuffie di protezione da avvolgere sull'accoppiamento flangiato e da un sistema di segnalazione e visualizzazione della eventuale perdita, mediante un indicatore con cartina tornasole sostituibile. Tali indicatori cambiano il proprio colore a contatto con la sostanza fuoriuscita e consentono quindi di visualizzare a distanza la presenza di una perdita dalla linea.





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

## 6. CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI

In conclusione:

- considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'istruttoria (restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti);
- considerati i contenuti della documentazione presentata dal Gestore e riportati nel presente parere;

Considerato inoltre che:

- il Gestore dichiara che un intervento di pavimentazione dell'area delle principali pipe-way di Raffineria era già stato valutato da parte di ENI come non fattibile nel contesto della Raffineria, come riportato all'interno dello studio di fattibilità già trasmesso agli Enti competenti (prot. RAFTA/DIR/CG/145 del 30/06/2011), per:
  - *problematiche legate alla gestione delle acque meteoriche (le capacità idrauliche dei sistemi di collettamento e degli impianti di trattamento acque di Raffineria non sono stati ritenuti sufficientemente dimensionati per la gestione dell'incremento delle acque meteoriche derivanti dall'impermeabilizzazione delle pipe-way);*
  - *impossibilità di eseguire l'attività di pavimentazione/impermeabilizzazione delle pipe-way senza rimuovere le tubazioni. L'eventuale rimozione del piping determinerebbe, tra le altre cose, una fermata prolungata dell'intero Stabilimento;*
  - *elevati costi dell'opera (investimento economico valutato estremamente oneroso anche nell'ipotesi di suddivisione dello stesso su più piani annuali di intervento).*
- il Gestore, a valle delle verifiche e controlli effettuati, ritiene che non siano presenti in Raffineria accoppiamenti flangiati "critici", e ciò in relazione ai seguenti fattori (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):
  - *condizioni di esercizio e fattori di stress meccanico in relazione ai fluidi trasportati (trattandosi di linee di trasferimento e non di processo sono caratterizzate da bassi valori di pressione e temperatura);*
  - *le pipe-way sono sistemi a minore complessità in termini di connessioni, ramificazioni, punti di innesto e similari;*
  - *nel corso delle ispezioni visive esterne effettuate presso tali elementi non sono state rilevate perdite;*
  - *a seguito dell'esame dei dati raccolti dai rilievi spessimetrici sono stati rilevati ratei di corrosione nella norma con un rischio estremamente basso di potenziali corrosioni localizzate.*
- il Gestore ritiene che gli accoppiamenti flangiati della rete pipe-way (*Pipe Trench Est, Pipe Trench Ovest e Main Pipe Trench*) non essendo "critici" in relazione alle considerazioni tecniche effettuate, non richiedono una diversa frequenza delle attività di ispezione attualmente eseguite ogni 5 anni.

Considerata infine la proposta del Gestore, che consiste nella installazione, presso le pipe-way che trasportano idrocarburi liquidi volatili a temperatura ambiente (Benzine e MTBE/ETBE), di un



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

sistema di pre-contenimento da posizionare in corrispondenza degli accoppiamenti flangiati, giudicata dal Gestore in linea con quanto riportato nella BAT n. 51;

### IL GRUPPO ISTRUTTORE

ritiene che la prescrizione n. 13 del DM 92 del 14/03/2018, che prevede la presentazione di un *“piano di miglioramento contenente specifiche soluzioni tecniche finalizzate al contenimento e/o confinamento delle eventuali perdite dagli accoppiamenti flangiati “critici”, comprese le tecniche di impermeabilizzazione, effettuando l’aggiornamento delle frequenze di ispezione in coerenza con il piano presentato”*, è adempiuta a condizione che siano rispettate le seguenti prescrizioni:

1. entro 90 giorni dall’adozione del presente parere, il Gestore deve trasmettere ad ISPRA:
  - a) l’indicazione georeferenziata, anche planimetrica su scala adeguata e intellegibile, di tutti gli accoppiamenti flangiati presenti nelle pipeway dedicati a Benzine e MTBE/ETBE (caratterizzati per dimensioni, anno di costruzione, materiali, condizioni di esercizio), coinvolti nell’applicazione della nuova tecnica di pre-contenimento proposta;
  - b) una proposta di procedura, da inserire nel proprio Sistema di Gestione Ambientale e da concordare preventivamente con ISPRA per la verifica degli indicatori di perdita installati sui sistemi di pre-contenimento proposti, comprensiva in particolare delle modalità e delle frequenze di controllo e delle azioni da intraprendere in caso di individuazione di una perdita con la tecnica proposta (modalità e tempi di intervento);
  - c) l’indicazione di tutti gli accoppiamenti flangiati e delle pipe-way ispezionati attraverso il programma LDAR, con la “storia” di ciascuno di questi elementi, ovvero i rilievi registrati nel corso degli anni e le eventuali azioni di manutenzione a cui sono stati sottoposti. Nel caso questi non fossero ricompresi all’interno del monitoraggio LDAR, il Gestore dovrà trasmettere ad ISPRA entro lo stesso termine di 90 giorni, l’aggiornamento del programma LDAR, includendo anche tali accoppiamenti flangiati;
  - d) l’esito del più recente piano di ispezioni non distruttive (PnD), nonché un aggiornamento del proprio piano PnD delle pipeway dedicate a Benzine e MTBE/ETBE, da concordare preventivamente con ISPRA, che preveda frequenze di monitoraggio modulate in funzione della vetustà e delle condizioni di esercizio e, in ogni caso, non superiori a tre anni.
2. Le attività di installazione del sistema di pre-contenimento proposto devono essere completate entro 2 anni dall’adozione del presente parere.

### 7. TARIFFA ISTRUTTORIA

Il Gestore, ai sensi del decreto 6 marzo 2017 n. 58 relativo alle tariffe da applicare alle istruttorie delle AIA, ha versato la tariffa prevista, ritenuta congrua.

### 8. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo non necessita di aggiornamenti.





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

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE  
INTEGRATA AMBIENTALE - IPPC

---

IL PRESIDENTE

Ministero dell' Ambiente e della Tutela del  
Territorio e del Mare  
Direzione Generale Valutazioni Ambientali  
c.a. Dott. Antonio Ziantoni  
[aia@pec.minambiente.it](mailto:aia@pec.minambiente.it)

Al Direttore Generale ISPRA  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 Roma  
[protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

**Oggetto:** Trasmissione parere istruttorio conclusivo di modifica AIA el riesame dell'AIA  
presentato dalla Raffineria Eni Taranto ID 42/1055.

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 18 comma 1 del Decr. 335/17 del Ministero  
dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio  
Conclusivo dell'impianto in oggetto aggiornato a seguito della Conferenza dei Servizi tenutasi il  
giorno 15 febbraio u.s.

**Il Presidente**

Prof. Armando Brath

(documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D. Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

All.c.s.

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**  
ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 3, lettera a), del Decreto Legislativo 152/2006 e  
s.m.i.

**per la Raffineria e per la Centrale della ENI S.p.A.  
di Taranto**

Riesame dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 e con decreto DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010 per l'esercizio rispettivamente della raffineria e della centrale (ex Enipower) di Taranto della società ENI S.p.A. – (ID 42/1055).

<b>GESTORE</b>	<b>ENI S.p.A.</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>TARANTO</b>
<b>DATA DI EMISSIONE</b>	<b>19/02/2018</b>

**Gruppo Istruttore:**

Dott. Antonio Fardelli – Referente

Cons. Stefano Castiglione

Avv. David Roettgen

Ing. Claudio Rapicetta

Ing. Paolo Garofoli (Regione Puglia)

Ing. Aniello Polignano - (Provincia di Taranto)

Ing. Giancarlo Ciaccia (Comune di Taranto)

Ing. Mauro De Molfetta (Comune di Statte)



## INDICE

1.	DEFINIZIONI.....	4
2.	INTRODUZIONE.....	7
2.1	<i>Atti presupposti</i> .....	7
2.2	<i>Atti normativi e autorizzativi</i> .....	8
2.3	<i>Attività istruttorie</i> .....	11
3.	IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC.....	13
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	14
4.1	<i>Inquadramento territoriale</i> .....	14
4.2	<i>Inquadramento ambientale</i> .....	15
5.	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO.....	17
5.1	<i>Capacità produttiva</i> .....	17
5.2	<i>Ciclo produttivo</i> .....	18
5.3	<i>Stoccaggio di materie prime</i> .....	25
5.4	<i>Consumi</i> .....	26
5.4.1.	<i>Consumi di materie prime</i> .....	26
5.4.2.	<i>Consumi di combustibile e bilancio energetico</i> .....	26
5.4.3.	<i>Consumi idrici</i> .....	28
5.5	<i>Emissioni in atmosfera di tipo convogliato</i> .....	29
5.7.1	<i>Torced'emergenza</i> .....	31
5.7.2	<i>Condizioni di esercizio del sistema blow down e torced</i> .....	31
5.6	<i>Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato</i> .....	33
5.7	<i>Scarichi idrici ed emissioni in acqua</i> .....	36
5.8	<i>Rifiuti</i> .....	37
5.9	<i>Rumore</i> .....	38
5.10	<i>Emissioni odorogene</i> .....	38
5.11	<i>Altre tipologie di inquinamento</i> .....	42
6.	MODIFICHE PROPOSTE DAL GESTORE RISPETTO ALL'ASSETTO AUTORIZZATO	44
7.	ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI.....	48
7.1	<i>Aria</i> .....	48
7.2	<i>Acqua</i> .....	48
7.3	<i>Rumore</i> .....	50
7.4	<i>Riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità</i> .....	51
7.5	<i>Utilizzo efficiente dell'energia</i> .....	51
7.6	<i>Analisi di rischio</i> .....	52
8.	APPLICAZIONE DELLE BAT.....	54
8.1	<i>BAT Generali</i> .....	54
8.2	<i>BAT per processo</i> .....	59
8.3	<i>Gestione integrata delle emissioni di NOx ed SO2 (BAT 57 e 58)</i> .....	66
8.4	<i>Esiti del confronto con le BATC</i> .....	69
	APPENDICE I - QUADRO DEI DATI DI RAFFINERIA.....	70
9.	CONCLUSIONI PROCEDIMENTI ID 42/574, ID 42/575 (comprensivo ID 42/288), ID 42/885, ID 42/1047 E RELATIVE PRESCRIZIONI.....	74
9.1	ID 42/575 – Procedimento di Riesame.....	75
9.1.1	Verifica delle modalità di esercizio autorizzate per la raccolta di acque meteoriche e di drenaggio nei serbatoi.....	76
9.1.2	Adeguamento del decreto di AIA del 24/05/2010 alle disposizioni recate dal "Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi (TA)" per gli inquinanti benzo(a)pirene e PM10, redatto ai sensi dell'art. 9, comma 1 e 2 del	

	D.Lgs. 155/2010, approvato dalla Regione Puglia con deliberazione della Giunta Regionale 2 ottobre 2012, n. 1944 (BURP n. 147 del 10/10/2012).....	80
9.1.3	Valutazione delle interconnessioni esistenti con gli altri impianti dell'area dotati di autorizzazione integrata ambientale.....	81
9.1.4	Adeguamento del decreto di AIA del 24/05/2010 alle disposizioni relative all'esercizio recate provvedimento di VIA/AIA DVA/DEC/2011/573 del 27/10/2011.....	81
9.1.5 a)	Modalità tecniche attuative delle coperture delle vasche di disoleazione e le tempistiche relative	82
9.1.5 b)	Monitoraggio delle emissioni odorigene e interventi di mitigazione.....	83
9.1.6	Modifica della prescrizione dell'AIA che prevede un "Piano di pavimentazione delle principali pipe way" (ID 42/288).....	87
9.1.7	Modifica relativa all'intervento di miglioramento dell'impianto recupero vapori presso il terminale marittimo (ID 42/407) - nota RAFTA/DIR/CG/141 del 11 luglio 2011.....	89
9.2	ID 42/885 – Modifica Sostanziale concernente nuovo sistema VRU di Raffineria .....	90
9.3	ID 42/1047 – Riesame per analisi condotti camini E2 e E3 .....	93
10.	CONCLUSIONE PROCEDIMENTO ID 42/1055 E PRESCRIZIONI .....	95
10.1	Sistema di gestione .....	95
10.2	Capacità produttiva.....	95
10.3	Movimentazione e stoccaggio materie prime, ausiliarie e di combustibili .....	95
10.4	Utilizzo di combustibili .....	96
10.5	Emissioni in atmosfera di tipo convogliato .....	97
10.6	Torce.....	112
10.7	Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive).....	113
10.8	Scarichi idrici ed emissioni in acqua .....	114
10.9	Rifiuti.....	118
10.10	Emissioni sonore.....	119
10.11	Manutenzione ordinaria e straordinaria.....	119
10.12	Malfunzionamenti.....	119
10.13	Eventi incidentali.....	120
10.14	Dismissioni e ripristino dei luoghi.....	120
11.	ATTI DI DIFFIDA.....	121
12.	PRESCRIZIONI DA PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	122
13.	OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO .....	122
14.	DURATA E RIESAME .....	122
15.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....	123
	APPENDICE II – SCHEDA RECANTE GLI ELEMENTI INFORMATIVI INERENTI L'APPLICAZIONE DELLE TECNICHE DI GESTIONE INTEGRATA PER LE EMISSIONI DI NO <sub>x</sub> E SO <sub>2</sub> (DI CUI ALLE BAT 57 E 58 DELLA DECISIONE 2014/738/UE) DA RENDERE ALLA COMMISSIONE EUROPEA AI SENSI DELLA DECISIONE 2014/768/UE.....	124

## 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali.
<b>Autorità di controllo</b>	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per installazioni di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Puglia.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione o di parte di essa a determinate condizioni che devono garantire che l'installazione sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. L'autorizzazione integrata ambientale per le installazioni rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e le relative condizioni sono definite avendo a riferimento le Conclusioni sulle BAT, salvo quanto previsto all'art. 29- <i>sexies</i> , comma 9- <i>bis</i> , e all'art. 29- <i>octies</i> .
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
<b>Gestore</b>	ENI S.p.A. - Raffineria di Taranto e Centrale Termoelettrica, istallazione IPPC sita nei Comuni di Taranto e Statte, indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'Art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Installazione</b>	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014)
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014)

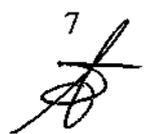
<p><b>Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto</b></p>	<p>La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.</p> <p>In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII, parte seconda del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, e' sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, c. 1, lett- l-bis, del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<p><b>Migliori tecniche disponibili (best available techniques - BAT)</b></p>	<p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;</li> <li>2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;</li> <li>3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso; (art. 5, c. 1, lett. l-ter del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</li> </ol>
<p><b>Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)</b></p>	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. l-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
<p><b>Conclusioni sulle BAT</b></p>	<p>Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. l-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>

<b>Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)</b>	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente - definiti in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e basandosi sulle conclusioni sulle BAT applicabili - che specificano la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente e ai comuni interessati dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata. I dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.</p>
<b>Uffici presso i quali sono depositati i documenti</b>	<p>I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <a href="http://www.aia.minambiente.it">http://www.aia.minambiente.it</a>, al fine della consultazione del pubblico.</p>
<b>Valore Limite di Emissione (VLE)</b>	<p>La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non può essere superato in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. (art. 5, c. 1, lett. i-octies, D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>

## 2. INTRODUZIONE

### 2.1 Atti presupposti

Visto	il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC/1334/2016 del 08/09/2016, che assegna l'istruttoria per il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale della Raffineria e della Centrale Termica di Taranto della ENI S.p.A. al Gruppo Istruttore così costituito: - Dott. Antonio Fardelli (Referente GI) - Cons. Stefano Castiglione - Ing. Claudio Franco Rapicetta - Avv. David Roettgen;
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: - Ing. Paolo Garofoli - Regione Puglia - Dott. Aniello Polignano - Provincia di Taranto - Ing. Giancarlo Ciaccia - Comune di Taranto - Ing. Mauro De Molfetta - Comune di Statte;
preso atto	che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: - Dott. Carlo Carlucci, Referente - Ing. Gaetano Battistella, Coordinatore;
vista	la nota prot. CIPPC/2015/1302 del 08/07/2015, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso, alla Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali, la Relazione, condivisa dal Nucleo di Coordinamento della Commissione, contenente i criteri minimi per la conduzione delle istruttorie relative alle raffinerie;
vista	la nota prot. 7847 del 31/03/2017 con la quale la DVA ha trasmesso alla CIPPC le indicazioni integrative per la redazione dei pareri istruttori relativi ai procedimenti di riesame delle AIA per l'esercizio delle raffinerie ai fini dell'adeguamento alle BAT Conclusions. Tali indicazioni hanno il fine di agevolare le attività di competenza della DVA connesse agli obblighi di comunicazione in relazione alla decisione di esecuzione 2014//768/UE in caso di applicazione delle BAT 57 e 58 (Bolla);
vista	la nota prot. CIPPC/594 del 26/04/2017, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso, alla Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali, gli esiti della Riunione plenaria del 6/04/2017, contenente i criteri per l'individuazione dei VLE di Bolla, nonché eventuali richieste da formulare ai Gestori;
vista	la nota prot. DVA/10411 del 4/05/2017, con cui la Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali ha dato riscontro alla nota prot. CIPPC/594 del 26/04/2017.

7  


## 2.2 Atti normativi e autorizzativi

Visto	il DLgs n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.;
visto	il D.L. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27/03/2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED);
visto	l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali: <ul style="list-style-type: none"> <li>– devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;</li> <li>– non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;</li> <li>– è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente</li> <li>– l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;</li> <li>– devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;</li> </ul> deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;
visto	l'art. 29, comma 1 del D.L. n. 46/2014 a norma del quale: <p><i>“Per installazioni esistenti che svolgono attività già ricomprese all'Allegato I al decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, gli eventuali procedimenti di rilascio, rinnovo, riesame o modifica dell'autorizzazione integrata ambientale in corso alla data del 7 gennaio 2013 sono conclusi con riferimento alla normativa vigente all'atto della presentazione dell'istanza entro e non oltre settantacinque giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto . Resta salva la facoltà per i gestori di presentare per tempo istanza di adeguamento di tali procedimenti alla disciplina di cui al presente titolo.”;</i></p>
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>“i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti.”;</i>
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>“L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione”;</i>

visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>“Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso”</i> ;
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>“L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</i> <i>a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</i> <i>b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili.”</i> ;
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 4-ter del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014) ai sensi del quale <i>“l'autorità competente può fissare valori limite di emissione più rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:</i> <i>a) quando previsto dall'articolo 29-septies;</i> <i>b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale”</i> ;
visto	l'articolo 29- <i>sexies</i> , comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale <i>“I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente. “</i> ;
visto	l'articolo 29- <i>septies</i> del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
visto	l'articolo 29- <i>octies</i> del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali;
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della direttiva 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente:

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014)</i></li> <li>- <i>Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015;</i></li> </ul>
vista	la circolare direttoriale DVA prot. 27569 del 14/11/2016 “ <i>Criteri sulle modalità applicative della disciplina in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento alla luce delle modifiche introdotte dal D.Lgs 4 marzo 2014, n. 46.</i> ”;
visto	il decreto del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare DEC MIN 274 del 16/12/2015 “ <i>Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare</i> ”;
visto	il “Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell’aria nel quartiere Tamburi (TA)” per gli inquinanti benzo(a)pirene e PM10, approvato dalla Regione Puglia con decreto di Giunta Regionale n. 1944 del 02/10/2012;
visto	il Regolamento Regionale 9 dicembre 2013, n. 26 “ <i>Disciplina delle acque meteoriche di dilavamento e di prima pioggia</i> ” (attuazione dell’art. 113 del Dl.gs. n. 152/06 e ss.mm. ed ii.), pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 166 del 17-12-2013;
vista	la Legge Regionale n. 23/2015 “ <i>Modifiche alla legge regionale 22 gennaio 1999, n. 7, come modificata e integrata dalla legge regionale 14 giugno 2007, n. 17</i> ”, relativa alla “ <i>Disciplina delle emissioni odorifere delle aziende. Emissioni derivanti da sansifici. Emissioni nelle aree a elevato rischio di crisi ambientale.</i> ”;
vista	l’Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreti di AIA prott. DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010 e DVA-DEC-2010-274 del 24/05/2010 per l’esercizio rispettivamente della Raffineria e della Centrale Termoelettrica site nel Comune di Taranto;
visto	il Decreto VIA/AIA prot. DVA-DEC-2011-573 del 27/10/2011 con cui il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato alla ENI S.p.A l’autorizzazione per il progetto “ <i>Raffineria di Taranto – Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa da realizzarsi nel Comune di Taranto</i> ”;
visto	il Decreto prot. DEC.MIN. 318 del 30/12/2015, con cui il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato alla ENI S.p.A. il Decreto per di modifica dell’AIA, relativa ai fini dell’adeguamento dei Grandi Impianti di Combustione presenti nella Raffineria sita nei comuni di Taranto e Statte a quanto disposto dall’Art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
visto	il Decreto prot. DEC/MIN/357/2016 del 05/12/2016 che modifica la prescrizione di cui al punto 1, lettera c) del Parere Istruttorio allegato al Decreto prot. DEC.MIN. 318 del 30/12/2015.

### 2.3 Attività istruttorie

Visto	il Decreto 127/DVA del 08/04/2016 con cui è stato disposto il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Raffineria, finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT relative al settore della raffinazione di cui alla decisione di esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, nonché a comprendere in un'unica autorizzazione l'esercizio della centrale termoelettrica ex EniPower;
vista	la nota prot. 11600 del 29/4/2016 con la quale la DVA ha inoltrato alla CIPPC la nota prot. 24131 del 20/4/2016 con cui ISPRA, con riferimento alla diffida relativa al Piano di monitoraggio degli odori, ha proposto la definitiva sospensione della diffida e di portare l'intera materia in CIPPC al fine di riesaminare l'AIA e affrontare la problematica dal punto di vista degli interventi di mitigazione necessari e delineare conseguentemente un Piano di monitoraggio in linea con le determinazioni assunte;
esaminata	la nota prot. 12377 del 06/5/2016 con la quale la DVA ha inoltrato alla CIPPC la nota prot. 25085 del 27/4/2016 (DVA 11347 del 27/04/2016) con cui ISPRA, a seguito del controllo effettuato presso la raffineria dal 24-26/11/2015, ha segnalato alcune criticità relative ad aspetti, attualmente non regolamentati in maniera puntuale nel decreto AIA per la loro eventuale valutazione nell'ambito del procedimento di riesame dell'AIA;
vista	la nota prot. 189 del 27/5/2016, acquisita al prot. DVA/0014455 del 27/05/2016, con la quale il Gestore ha presentato istanza di proroga per la presentazione della documentazione richiesta con il sopra citato decreto 127/DVA del 08/04/2016 di avvio del riesame dell'AIA. Tale proroga è stata concessa dall'Autorità Competente con nota prot. DVA/0014994 del 06/06/2016;
vista	la nota prot. 189 del 27/5/2016, acquisita al prot. DVA/0014455 del 27/05/2016, con la quale il Gestore ha trasmesso copia dell'attestazione del versamento della prevista tariffa istruttoria;
esaminata	la nota prot. 270 del 28/07/2016, acquisita al prot. DVA/19989 del 29/07/2016, con la quale il Gestore ha trasmesso la documentazione inerente il suddetto riesame;
considerata	la nota della Commissione IPPC prot. CIPPC-1397/2016 del 26/09/2016 in cui sono state definite le procedure operative e le richieste ad ISPRA, a supporto del Gruppo Istruttore;
vista	la nota prot. DVA 23516 del 26/09/2016 con la quale la Direzione, prendendo atto di quanto rappresentato dalla Commissione con nota prot. CIPPC/1362 del 16/09/2016, ha disposto l'unificazione del procedimento di cui all'ID 1055 con i procedimenti ID 575 (comprensivo anche dell'ID 288), ID 574, ID 885, ID 1047;
considerata	la Scheda Tecnica del 10/10/2016 e la Relazione Istruttoria RI0 del 30/11/2016, emesse da ISPRA, a supporto del Gruppo Istruttore;
esaminata	la documentazione consegnata <i>brevi manu</i> dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016;
esaminata	la documentazione integrativa trasmessa dal Gestore con nota RAFTA/DIR/RP/416 del 22/12/2016, acquisita al prot.DVA-31084/2016 del 23/12/2016, richiesta dal Gruppo Istruttore nel corso della riunione del 02/12/2016;
considerata	la Relazione Istruttoria RI_1 del 31/01/2017, emessa da ISPRA, a supporto del Gruppo Istruttore;
esaminata	la nota prot. 4017 del 21/02/2017 con cui la DVA ha inoltrato alla CIPPC la nota prot. 5124 del 03/02/2017 (DVA 2622 del 06/02/2017) con cui ISPRA, a seguito

	delle valutazioni di competenza, ha proposto una specifica prescrizione in merito alla applicazione del programma LDAR;
esaminata	la nota prot. 5216 del 06/03/2017 con cui la DVA ha inoltrato alla CIPPC la nota prot. RAFTA/DIR/RP/83 del 21/02/2017 (DVA 4080 del 22/02/2017) con cui il Gestore ha trasmesso ad ARPA Puglia una relazione contenente osservazioni tecniche sul metodo e sul merito degli accertamenti effettuati da ARPA Puglia in ordine ad episodi odorigeni segnalati dai cittadini di Taranto;
esaminata	la nota prot. 6999 del 23/03/2017 con cui la DVA ha inoltrato alla CIPPC la nota prot. 13605 del 20/03/2017 (DVA 6603 del 20/03/2017) con cui ISPRA ha comunicato l'elenco delle criticità per le quali l'inserimento di specifiche prescrizioni autorizzative può contribuire alla loro eliminazione o mitigazione, elenco che non deve considerarsi esaustivo di tutte le criticità riscontrate negli anni, che, nel caso di inottemperanze, hanno dato origine a specifiche proposte di diffida. Tali criticità riguardano: criteri di conformità ai valori limite di emissione, emissioni odorigene, applicazione del LDAR (come da precedente nota), eventi incidentali nel corso di accosto navi al pontile con perdite di prodotti petroliferi, regolazione portata di vapore alle torce, registri informatizzati;
vista	la nota prot. RAFTA/DIR/MV/307 del 18/09/2017, acquisita al prot. DVA/21428 del 19/09/2017, con cui la Società ENI S.p.A. ha comunicato la variazione del soggetto Gestore della Raffineria di Taranto, fornendo nel contempo i riferimenti del nuovo Gestore;
visti	gli esiti delle riunioni del Gruppo istruttore, tenuto conto dell'unificazione dei procedimenti di cui alla nota prot. DVA 23516 del 26/09/2016: <ul style="list-style-type: none"> <li>- del 23 e 24 settembre 2013 di cui al verbale prot. CIPPC/2013/1823 del 30/09/2013, in cui si è svolto anche un sopralluogo presso la Raffineria;</li> <li>- del 7 novembre 2013 di cui al verbale prot. CIPPC/2013/2075 del 12/11/2013;</li> <li>- del 11 dicembre 2013 di cui al verbale prot. CIPP/2013/2329 del 12/12/2013;</li> <li>- del 21 maggio 2014 di cui al verbale prot. CIPP/2014/990 del 23/05/2014;</li> <li>- del 6 giugno 2014 di cui al verbale prot. CIPP/2014/1072 del 10/06/2014;</li> <li>- del 4 marzo 2016 di cui al verbale CIPPC/289 del 08/03/2016;</li> <li>- del 2 dicembre 2016 di cui al verbale prot. CIPPC/1998 del 05/12/2016 (riunione GI-Gestore);</li> <li>- del 2 dicembre 2016 di cui al verbale prot. CIPPC/1999 del 05/12/2016 (riunione GI-Sessione riservata);</li> <li>- del 25 e 26 gennaio 2018 di cui al verbale prot. CIPPC/65 del 29/01/2018.</li> <li>- del 14 e 15 febbraio 2018 di cui al verbale prot. CIPPC/171 del 15/02/2018 (riunione GI-Sessione riservata);</li> <li>- del 14 febbraio 2018 di cui al verbale prot. CIPPC/173 del 15/02/2018 (riunione GI-Gestore);</li> </ul>
visto	il verbale della riunione della Conferenza dei Servizi tenutasi in data 15 febbraio 2018.

### 3. IDENTIFICAZIONE DEL COMPLESSO IPPC

<b>Ragione sociale</b>	Eni S.p.A. Refining & Marketing and Chemicals – Raffineria di Taranto
<b>Indirizzo sede operativa</b>	S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO
<b>Sede Legale</b>	Piazzale Enrico Mattei 1 – 00144 Roma
<b>Rappresentante Legale</b>	Bernardo CASA Via Laurentina, 449 – 00144 Roma
<b>Tipo impianto</b>	Raffineria
<b>Codice e attività IPPC</b>	Attività 1: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Raffinerie di Petrolio e di gas Codice IPPC: 1.2</li> <li>• Classificazione NACE: Fabbricazione di prodotti petroliferi raffinati Codice 23.20</li> <li>• Classificazione NOSE-P: Trasformazione di Prodotti Petroliferi Codice 105.08</li> </ul> Attività 2: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Centrali termiche ed altri Impianti di combustione di potenza termica di almeno 300 MW - Codice IPPC 1.1</li> <li>• Classificazione NACE: Produzione di energia elettrica – Codice 35.11;</li> <li>• Classificazione NOSE-P: Processi di combustione &gt;300 MW - Codice 101.01</li> </ul>
<b>Gestore Impianto</b>	Michele Viglianisi S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO Tel.: 099 4782210 E-mail: <a href="mailto:michele.viglianisi@eni.com">michele.viglianisi@eni.com</a> PEC: <a href="mailto:enirmtaranto.dir@pec.eni.it">enirmtaranto.dir@pec.eni.it</a>
<b>Referente IPPC</b>	Francesco PICARDI S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO 099 4782426 - <a href="mailto:francesco.picardi@eni.com">francesco.picardi@eni.com</a>
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	SI (stabilimento soggetto a notifica ed alla presentazione del rapporto di sicurezza) <sup>1</sup>
<b>Numero di addetti</b>	404
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	SI – ISO14001 - EMAS
<b>Certificato di prevenzione incendi</b>	La Raffineria di Taranto, avendo presentato l'ultimo aggiornamento del Rapporto di Sicurezza in un periodo in cui era ancora in vigore il D.Lgs. 334/99 (oggi sostituito dal D.Lgs. 105/15), sta valutando l'ulteriore eventuale documentazione da produrre ai sensi dell'Allegato L al D.Lgs. 105/15, ai fini di detto rilascio.
<b>Periodicità dell'attività</b>	Continua
<b>Misure penali o amministrat. riconducibili all'installazione o parte di essa</b>	SI - E' in corso un procedimento giudiziario di natura ambientale relativo a fenomeni di emissione odorigene. Nello specifico, tale procedimento è a carico della Eni S.p.A. Raffineria di Taranto e della limitrofa società Hydrochemical.

<sup>1</sup> Notifica del rapporto di sicurezza con nota prot. RAFTA/DIR/LA/194 del 29/06/2015 e aggiornamento con nota prot. RAFTA/DIR/RP/06 del 15/01/2016

## 4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

### 4.1 Inquadramento territoriale

La Raffineria della Soc. Eni S.p.A. è situata nell'area industriale ad occidente della città di Taranto.

La superficie totale in carico alla Raffineria di Taranto è mq 2.521.886 di cui circa mq 1.907.000 ricadenti in area recintata corrispondenti all'area di stabilimento.

La Raffineria nel suo insieme confina ad Ovest con aree dell'impianto siderurgico della Soc. Ilva S.p.A., a Nord con In.Ca.Gal.Sud, ad Est con strada consortile che collega la S.S. 106 con la S.S. 7 Appia, a Sud con Hydrochemical ed è attraversata dalla Statale Jonica 106 e delle linee ferroviarie Bari-Taranto e Taranto - Metaponto.

La Statale Jonica 106 divide in due parti la Raffineria; nella parte Nord, che ricopre una superficie di mq. 928.000, si trovano gli impianti di processo, servizi, edifici e strutture per la spedizione dei prodotti petroliferi via terra; nella parte Sud, che ricopre una superficie di mq. 979.000, si trovano serbatoi, impianti di miscelazione e strutture per la spedizione dei prodotti petroliferi via mare.

I terreni esterni alla Raffineria anche non confinanti tra di loro coprono una superficie complessiva di mq. 578.540.

Tali terreni sono interessati dagli attraversamenti ferroviari Taranto-Metaponto e Taranto- Bari,dalla S.S. 106 Jonica, confinano a nord e a ovest con proprietà Ilva S.p.A. ad est con strade consortili, a sud con aree demaniali.

Sono altresì di pertinenza della Raffineria le seguenti aree in concessione demaniale n° 01/2015:

- Pontile Petroli per mq. 28.391, di cui 25.876 già concessionati e mq 2.515 da richiedere ex novo;
- Tubazione sottomarina per mq. 7.630;
- Scarichi a mare (A) per mq. 325 concessione demaniale n° 01/2015.

All'interno della Scheda A.8 il Gestore ha fornito i dati relativi alla superficie totale su cui è ubicata l'installazione e i dati catastali.

<b>A.8 INQUADRAMENTO TERRITORIALE</b>			
<b>Superficie dell'installazione [m<sup>2</sup>]</b>			
<b>Totale</b>	<b>Coperta</b>	<b>Scoperta pavimentata</b>	<b>Scoperta non pavimentata</b>
<b>2 519 886 ****</b>	<b>24 630 *</b>	<b>641 254 **</b>	<b>1 856 002 ***</b>
* Superficie relativa ai soli fabbricati.			
** Superficie relativa a strade, serbatoi e aree pavimentate impianti.			
*** Superficie relativa sia alle aree interne alla cinta doganale che quelle esterne.			
**** Superficie che tiene conto degli atti di esproprio in essere.			

Il Gestore, nell'analisi degli strumenti programmatici, dei piani di riferimento e della normativa applicabile, non ha evidenziato disarmonie tra le previsioni contenute nei diversi strumenti di pianificazione vigenti e l'esercizio dell'installazione in esame.

## 4.2 Inquadramento ambientale

Nella documentazione consegnata *brevi manu* dal Gestore nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore riporta l'allegato A.24 revisionato tenendo conto dell'inquadramento ambientale per l'area di interesse.

### Aria

Nell'Allegato A.24 consegnato *brevi manu* dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore dichiara che per quanto attiene la tematica di qualità dell'aria, la Regione Puglia, di concerto con l'ARPA Puglia e l'ASL di Taranto, con DGR n. 1944 del 2 ottobre 2012, ha approvato il "Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi (TA) per gli inquinanti PM10 e Benzo(a)Pirene ai sensi del D. Lgs. 155/2010 art. 9 comma 1 e comma 2", in cui vengono individuate, tra le altre cose, specifiche misure/azioni (da implementare a cura del comparto industriale) atte a minimizzare le emissioni in atmosfera per i parametri PM10 e Benzo(a)Pirene, nell'area dei Comuni di Taranto e Statte ed in particolare nel quartiere Tamburi di Taranto, riportandole altresì ai valori di qualità dell'aria ambiente al di sotto dei limiti prescritti dal D. Lgs 155/2010.

Nell'ambito di tale piano vengono definiti i cosiddetti "wind days" ovvero le giornate in cui specifiche condizioni meteorologiche avverse, con particolare riferimento a direzione e velocità del vento, concorrono ad un maggiore trasporto di inquinanti dall'area industriale nell'area del vicino quartiere Tamburi, ad elevata densità abitativa.

Pertanto in concomitanza dei Wind Days devono essere implementate – a cura di ciascun impianto industriale – una serie di azioni di riduzione delle emissioni convogliate al fine di traguardare gli obiettivi previsti dal citato Piano. In particolare, *per ogni impianto industriale sottoposto alla disciplina di AIA, si dovrà operare una riduzione del flusso di massa di emissioni in aria del B(a)P (qualora presente in quantità significativa) e di PM10 del 10% rispetto ai valori medi giornalieri, relativamente ai punti di emissione aventi portata maggiore od uguale a 100.000 Nm<sup>3</sup>/h.*

Sulla base di quanto sopra il Gestore dichiara che la Raffineria di Taranto, nel rispetto di quanto prescritto dal Piano di risanamento, in concomitanza dei wind days adotta una serie di azioni gestionali ed operative atte a minimizzare le emissioni convogliate del parametro PM10 (es. programmazione e modulazione degli interventi che possono generare transitori, effettuazione di campagne di analisi una tantum in corrispondenza dei camini E1 ed E2 per la verifica e validazione delle misure adottate ai fini del raggiungimento degli obiettivi prefissati, etc.).

### Acqua

Nell'Allegato A.24 consegnato *brevi manu* dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore dichiara che, oltre a quanto previsto dalla legislazione vigente in materia di scarichi idrici in corpo idrico recettore (Mar Grande) e dall'Autorizzazione Integrata Ambientale di Stabilimento, il D. Lgs. 172/2015 (rif. Attuazione della direttiva 2013/39/UE, che modifica le direttive 2000/60/CE per quanto riguarda le sostanze prioritarie nel settore della politica delle acque) ha introdotto specifici Standard di Qualità Ambientale (SQA) da applicare alle acque superficiali. In particolare, tali SQA vengono definiti puntualmente per specifiche sostanze definite come prioritarie, pericolose prioritarie (rif. Tab. 1A, etc.) e rappresentano le concentrazioni che identificano il buono stato chimico delle acque superficiali stesse.

A tal proposito, il Gestore dichiara che la Raffineria effettua il monitoraggio periodico del corpo idrico recettore (Mar Grande) in ottemperanza alla prescrizione di pag. 126 del PIC-AIA ed in accordo a quanto concordato con l'Ente di Controllo Territoriale.

### Suolo, sottosuolo e acque di falda

La Raffineria di Taranto ricade in un sito che è stato perimetrato come Sito di Interesse Nazionale (SIN) ai sensi della Legge n. 426/98 e s.m.i.. A tal proposito, la Raffineria – ai sensi dell'art. 9 del D.M. 471/99 (ora art. 242 del D.Lgs. 152/06) – ha comunicato agli Enti Competenti l'intenzione di avvalersi degli

strumenti disposti dalla normativa per siti contaminati da eventi pregressi. Sulla base di quanto sopra descritto, il Sito ha pertanto avviato tutti gli interventi prescritti dalla normativa di settore vigente (messa in sicurezza operativa della falda, piani di caratterizzazione ambientale, piani di bonifica del suolo e delle acque di falda).

Attualmente sono in corso gli interventi di bonifica delle acque di falda in accordo a quanto previsto dal Progetto Definitivo di Bonifica della Falda (P.D.B.F.) autorizzato dal MATTM (rif. Decreto Ministeriale del 02/09/2004 e successivo decreto MATTM prot. n. 7041/QdV/M/DI/B del 01/12/2008), nonché gli interventi di bonifica del suolo-sottosuolo in ottemperanza al Progetto Definitivo di Bonifica del Suolo-Sottosuolo (P.D.B.S.) anch'esso autorizzato dal MATTM (rif. decreto MATTM prot. n. 7041/QdV/M/Di/B del 01/12/2008 e successivo decreto MATTM prot. n. 5196/TRI/DI/B del 31/07/2014).

### **Rumore**

La **Regione Puglia** ha emanato la Legge n° 3 del 12 febbraio 2002 "*Norme di indirizzo per il contenimento e la riduzione dell'inquinamento acustico*", che impone ai Comuni l'approvazione della classificazione acustica del territorio sulla base dei criteri individuati nella medesima Legge.

Il Comune di Taranto (TA) ha approvato la classificazione acustica del proprio territorio comunale ai sensi della L. 447/95 con delibera C.C. n°62 del 27/04/1999 suddividendolo in 6 classi.

Il Gestore dichiara che l'area della Raffineria ricade interamente nella Classe Acustica VI (diurno: 70 dBA – notturno 70 dBA), così come riportato nel parere del 30/05/2008 fornito dal Comune di Taranto Direzione Ambiente, Salute e Qualità della vita.

Il Gestore dichiara altresì che attualmente la Zonizzazione Acustica non è in vigore, pertanto si deve far riferimento ai limiti di accettabilità previsti dall'art. 6 del D.P.C.M 01/03/1991. I limiti di accettabilità sono uguali ai valori limite di immissione fissati per classe VI.

Il Gestore dichiara infine che la Raffineria, in ottemperanza alla prescrizione di pag. 66 del PMC-AIA vigente, effettua il monitoraggio delle emissioni acustiche al perimetro di stabilimento con frequenza biennale. Le risultanze dei monitoraggi periodici evidenziano livelli sonori (rilevati in prossimità del confine della raffineria) inferiori ai valori limite di accettabilità previsti dall'art. 6 del D.P.C.M. 01/03/1991 (70 dBA diurno e 70 dBA notturno per zone esclusivamente industriali).

Per quanto riguarda le aree esterne limitrofe al perimetro fiscale della Raffineria di Taranto, il PRG riporta la classificazione di:

- Zona di parco territoriale;
- Zona verde per l'industria;
- Zone per attrezzature di interesse collettivo;
- Zone per servizi di interesse pubblico;

Queste aree sono classificate come "*Tutto il territorio nazionale*".

Il Gestore dichiara che l'area è priva di insediamenti residenziali e di recettori sensibili quali scuole, ospedali, etc.

## 5. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

### 5.1 Capacità produttiva

La raffineria ENI di Taranto è attualmente autorizzata per una capacità di lavorazione annua di **petrolio greggio e/o semilavorati massima di 6.500.000 tonn/anno.**

I principali prodotti della Raffineria di Taranto sono:

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

Nella seguente tabella si riportano i dati di produzione, relativi all'anno di riferimento 2015 e alla Massima Capacità Produttiva, per i principali prodotti di Raffineria.

	<b>Prodotto</b>	<b>Quantità (t/a) 2015</b>
<b>Prodotti</b> (Produzione dichiarata)	GPL per usi commerciali e per autotrazione	48.121
	benzina per autotrazione	482.091
	virgin nafta	800.201
	kerosene per aviazione	82.307
	gasolio per riscaldamento ed autotrazione	2.221.457
	olio combustibile e bunkeraggi	607.620
	zolfo	58.316
	bitume	330.215

La Raffineria di Taranto riceve le materie prime necessarie al proprio ciclo di lavorazione (greggio e semilavorati idrocarburi) mediante:

- navi (scarica c/o pontile di Raffineria o campo boe);
- autobotti (pensile di scarica greggi nazionali);
- oleodotto (ricezione greggio proveniente dalla Basilicata).

In particolare la Raffineria è collegata al Centro Oli di Viggiano mediante oleodotto per la ricezione dei greggi provenienti dalla Basilicata.

Le materie prime, stoccate in appositi serbatoi, vengono successivamente inviate a lavorazione negli impianti di processo (greggio e semilavorati a lavorazione) e/o miscelate ("semilavorati a miscelazione") a prodotti di Raffineria per ottenere prodotti finiti conformi alle specifiche commerciali per la successiva spedizione e vendita.

I prodotti del ciclo di lavorazione della Raffineria, sia intermedi che "finiti", vengono anch'essi stoccati in serbatoi.

La spedizione dei prodotti derivanti dal ciclo di Raffinazione avviene mediante:

- autobotti (pensiline di caricazione);
- automezzi (per trasporto butano e GPL in bombole);
- navi (caricazione c/o Pontile di Raffineria)

La Raffineria è dotata di una propria centrale (CTE) per la produzione di energia elettrica, collegata alla rete nazionale (GRTN), e di sistemi di produzione e distribuzione (denominati "Utilities") di vapore, aria compressa, acque di processo e di raffreddamento, fuel gas e olio combustibile necessari all'esercizio e ciclo di lavorazione della Raffineria stessa.

La CTE è attualmente autorizzata per la capacità produttiva riportata nella seguente tabella:

<b>Capacità produttiva autorizzata CTE (energia prodotta)</b>	410,1 MW <sub>t</sub> totali [262,4 MW <sub>t</sub> (Caldaie) + 147,7 MW <sub>t</sub> (Turbogas)]
	87,4 MW <sub>e</sub> totali

La Raffineria inoltre effettua il trattamento dei propri reflui attraverso impianti di trattamento acque che consentono lo scarico nel corpo idrico recettore (Mar Grande) nel rispetto dei limiti imposti dalla normativa e dalle autorizzazioni vigenti.

## 5.2 Ciclo produttivo

Nella seguente tabella si riportano le fasi rilevanti individuate dal Gestore. In accordo con quanto richiesto nelle Schede AIA relative alle domande di Riesame dell'AIA, il Gestore ha individuato nella Scheda A.4, per ogni apparecchiatura delle varie unità, il riferimento all'ultimo revamping effettuato.

Il ciclo di lavorazione relativo alla Raffineria di Taranto è pertanto suddiviso dal Gestore in sei fasi:

- Fase 1: Impianti di processo;
- Fase 2: Gestione Utilities;
- Fase 3: Stoccaggio e Movimentazione;
- Fase 4: Trattamento Acque;
- Fase 5: Gestione Rifiuti;
- Fase 6: CTE

Nei successivi paragrafi vengono descritte in dettaglio le singole fasi della Raffineria di Taranto.

### FASE 1: IMPIANTI DI PROCESSO

La fase 1 (impianti di processo) comprende i processi di raffinazione e le attività accessorie a servizio del processo che hanno luogo presso lo stabilimento, finalizzati alla lavorazione di materie prime (greggio e semilavorati a lavorazione) per la produzione di:

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

Dal punto di vista operativo-funzionale, tutti i processi di raffinazione sono svolti nelle seguenti unità, sinteticamente descritte nei paragrafi successivi:

- Distillazione a due stadi (atmosfera e sottovuoto): CDU/HVU (U100/U500);
- Desolforazione nafta: HDT (U200);
- Reforming benzine: PLAT (U300);
- Isomerizzazione benzine: TIP (U2400);
- Due impianti di desolforazione catalitica gasoli e cherosene HDS1 (U400) e HDS2 (U1600);
- Conversione termica a due stadi dei residui: TSTC (U1400/U1500);
- Idroconversione dei distillati pesanti: RHU/HDC (U4100/U4200/4300);
- Unità di frazionamento Gas LPG (U1300);

- Impianto dimostrativo CDP/EST (U9000);
- Quattro impianti di Produzione idrogeno: U2200-U2500-U4400 – U9400;
- Unità di purificazione idrogeno (PSA6, PSA12 e PSA10);
- Unità Merox LPG (U1800) e Merox C5/C6 (U1900);
- Unità trattamento sode esauste (U2800);
- Unità di lavaggio amminico (U800 e U1700);
- Unità Sour Water Stripper (SWS1 – SWS2 – SWS3);
- Quattro impianti CLAUS (U2000-U2100-U2700-U2900);
- Unità di trattamento gas di coda (SCOT U2750 e HCR U2950);
- Unità di trattamento soda.

### **FASE 2: UTILITIES**

I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende:

- Sistema di prelievo e distribuzione acqua di raffreddamento, di antincendio e di processo
- Sistema antincendio;
- Sistema di distribuzione gas combustibile, olio combustibile;
- Sistema di distribuzione vapore a bassa, media ed alta pressione;
- Stazione di riduzione e distribuzione metano (U6900);
- Sistema di trattamento condense recuperate;
- Impianto di dissalazione acqua mare;
- Impianto di produzione e distribuzione olio caldo: HOT OIL (U5800);
- Sistemi di Blow Down.

### **FASE 3: STOCCAGGI E MOVIMENTAZIONE**

La fase di stoccaggio e movimentazione comprende tutte le attività di stoccaggio prodotti idrocarburici, semilavorati, materie prime e di altre sostanze necessarie al processo di raffinazione, nonché lo stoccaggio dei materiali e macchinari tecnici (il Gestore, nell'ambito delle osservazioni trasmesse con nota prot. RAFTA/DIR/MV/31 del 08/02/2018, ha fornito la descrizione delle singole aree di stoccaggio dei materiali tecnici, allegando una planimetria della Raffineria con l'ubicazione di ciascuna area di stoccaggio).

Inoltre risultano ricomprese in questa fase tutte le attività di movimentazione via terra e via mare a supporto della Raffineria, nonché le attività di imbottigliamento GPL. In accordo alla classificazione interna di Raffineria, risultano comprese le seguenti unità:

- Serbatoi di stoccaggio e aree di magazzino;
- Infrastrutture movimentazione prodotti via terra e via mare;
- Sistemi ausiliari alle infrastrutture di movimentazione prodotti – impianti di recupero vapore;
- Stabilimento GPL.

### **FASE 4: TRATTAMENTO ACQUE**

La fase di trattamento acque comprende sia il sistema di raccolta dei reflui prodotti nell'ambito dello stabilimento che i sistemi di trattamento dei reflui prima dello scarico complessivo nel corpo idrico recettore "Mar Grande" attraverso punti di scarico esistenti.

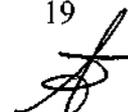
Gli impianti afferenti alla fase 4 sono:

- Impianto di Trattamento Acque Effluenti (TAE);
- Water Reuse;
- Impianto Trattamento Acqua di Falda (TAF).

A seguito del rilascio della prima AIA il Gestore ha effettuato i seguenti interventi:

**2012:** completamento intervento di potenziamento sezione biologica impianto TAE A

**2014:**

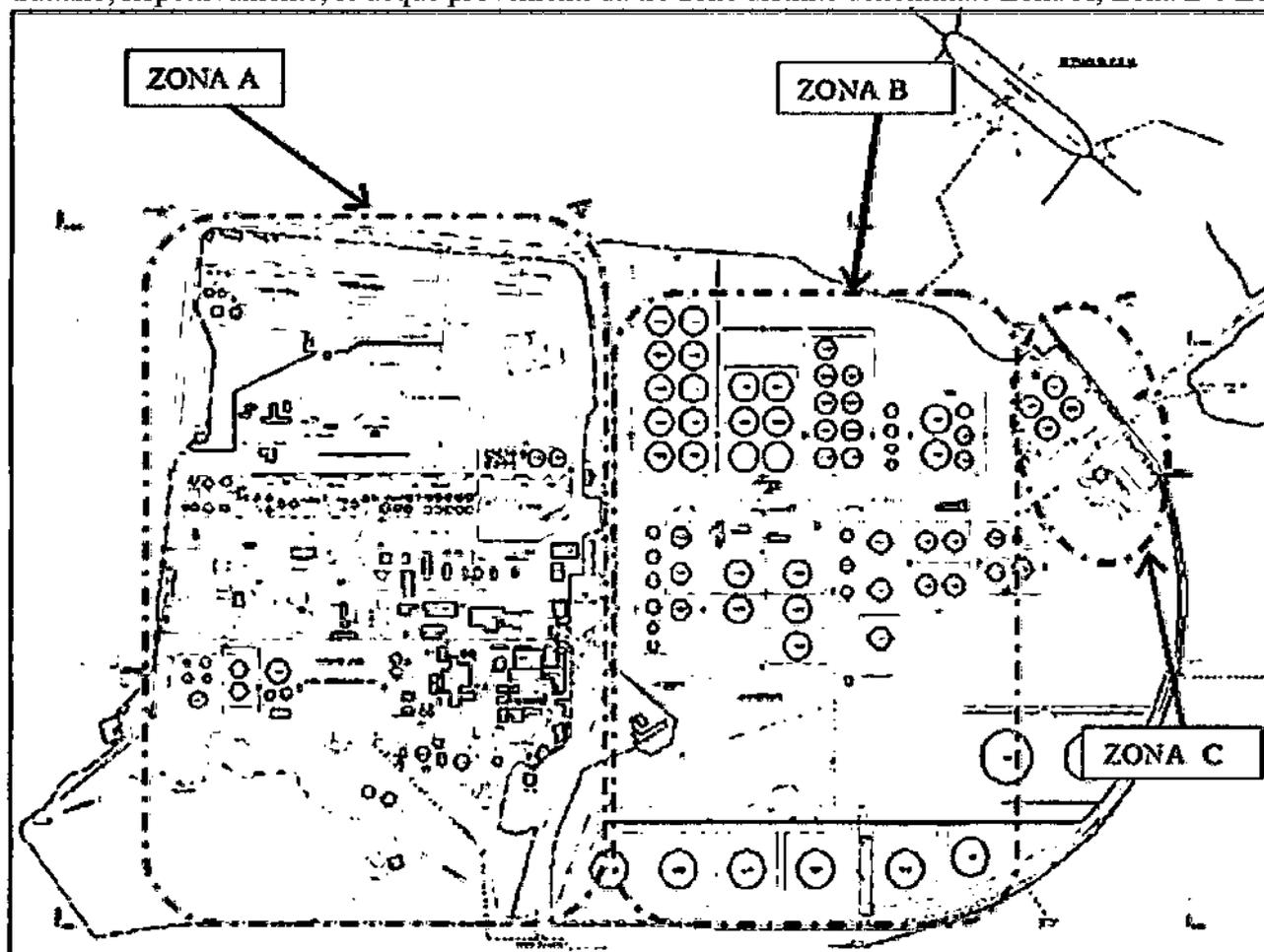


- Completamento intervento di copertura vasche TAE A- TAE B – TAE C in accordo alla “Relazione tecnica di copertura vasche – Impianto TAE” trasmessa agli Enti competenti a gennaio 2011;
- Completamento e messa in esercizio Impianto di Trattamento Acqua di Falda (TAF)

### Impianto di trattamento Acque effluenti (TAE)

La Raffineria di Taranto è dotata di un impianto di trattamento delle acque effluenti denominato “TAE” (Trattamento Acque Effluenti). Tale impianto assolve la funzione di trattare tutte le acque reflue di sito, operando un trattamento chimico – fisico e biologico e restituendo, quindi, al corpo idrico recettore (Mar Grande) uno scarico idrico che rispetta le caratteristiche e i limiti imposti dalla normativa vigente.

Nel suo complesso il TAE si suddivide in tre linee denominate TAE A, TAE B e TAE C, che ricevono e trattano, rispettivamente, le acque provenienti da tre zone distinte denominate Zona A, Zona B e Zona C.



Sinteticamente la zona A raccoglie e tratta, attraverso la linea denominata TAE A:

- le acque di processo;
- le acque meteoriche e oleose che interessano il sistema fognario della Raffineria;
- le acque di drenaggio dei serbatoi della zona di riferimento;
- le acque pre-trattate alla linea TAE B;
- le acque dei piazzali;
- le acque sanitarie.

Analogamente, la zona B raccoglie e pre-tratta nella linea denominata TAE B:

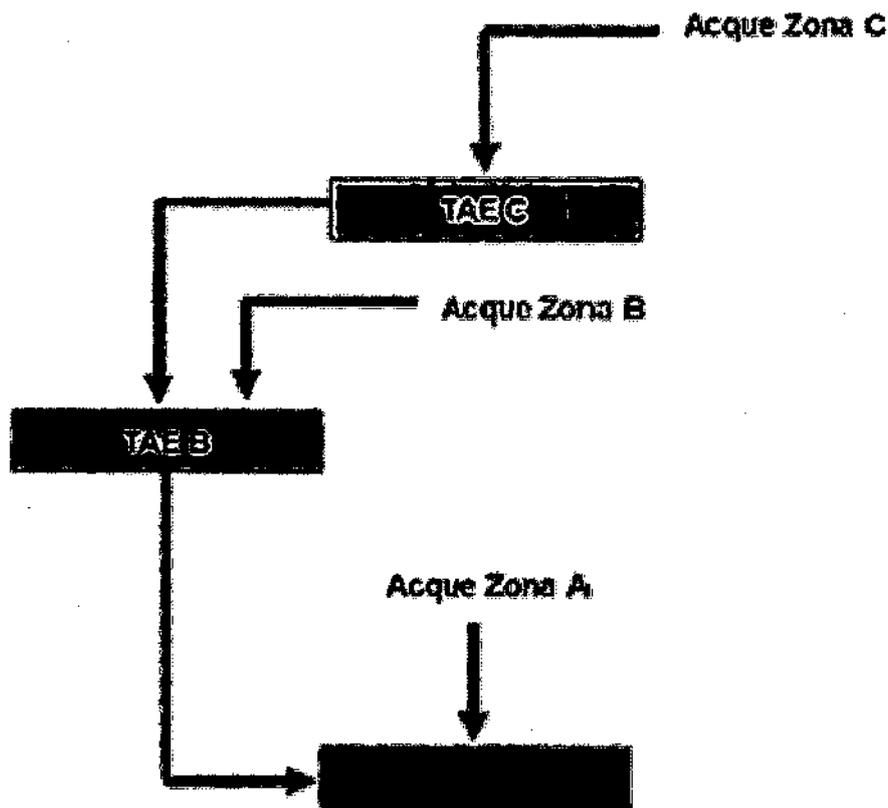
- le acque meteoriche e oleose;
- le acque di drenaggio dei serbatoi della zona di riferimento;
- le acque della piattaforma di scarico ATB greggio;

Infine, la zona C raccoglie nella linea denominata TAE C:

- le acque meteoriche e oleose;
- le acque di drenaggio dei serbatoi della zona di riferimento;
- le acque del Pontile Petroli.

Tutte le acque derivanti dalle zone B e C e pre-trattate nel TAE B e TAE C, vengono convogliate al TAE A, che presenta lo schema di trattamento più completo, al fine di ridurre ulteriormente il carico inquinante.

Viene pertanto di seguito riportato uno schema a blocchi semplificato con evidenziati i principali flussi in ingresso ed in uscita degli impianti TAE A, TAE B e TAE C.



Di seguito si riportano le descrizioni sintetiche delle linee TAE A, TAE B e TAE C.

L'impianto TAE A tratta le acque di processo, le acque meteoriche e oleose provenienti dalle aree occupate dagli impianti della Raffineria, le acque di drenaggio dei serbatoi della zona di riferimento, le acque dei piazzali. Inoltre, come già detto, al TAE A confluiscono le acque pre-trattate dal TAE B e dal TAE C – queste ultime precedentemente inviate al suddetto TAE B – per un ulteriore trattamento.

L'impianto TAE A è costituito dalle seguenti sezioni di trattamento:

- Disoleazione e rimozione dei solidi sospesi in separatori statici;
- Accumulo acque da trattare;
- Desolfurazione acque acide e da desalter;
- Flottazione meccanica;
- Ispessimento e disidratazione fanghi;
- Filtrazione su sabbia;
- Sezione di trattamento biologico (biofiltrazione).

All'interno dell'Allegato B.30 il Gestore fornisce una descrizione più approfondita delle sezioni di trattamento del TAE A, come di seguito riportato.

### *Disoleazione e rimozione solidi sospesi in separatori statici*

La separazione della fase oleosa dall'acqua e la rimozione dei solidi sospesi avviene mediante separatori di tipo statico.

Il separatore di tipo statico è costituito da una vasca di sezione rettangolare nella quale la separazione dell'olio viene effettuata attraverso setti paralleli che sfruttano il principio della separazione per gravità e coalescenza e che realizzano la stratificazione in superficie dell'olio per differenza di peso specifico tra esso e l'acqua. Il processo comporta la formazione di una stratificazione superficiale oleosa, che si raccoglie in un pozzetto di rilancio tramite scolmatori di superficie (schiumatori), per poi essere recuperata e riprocessata nel ciclo di lavorazione di Raffineria (invio al circuito slop).

### *Accumulo acque da trattare*

La sezione di accumulo delle acque da trattare è costituita da vasche di sollevamento e da serbatoi di accumulo. Nello specifico, in tali di vasche confluiscono le acque da trattare che, a seguito di sollevamento, sono inviate a 3 serbatoi di accumulo, ciascuno dei quali di volume pari a 6.500 mc.

È altresì presente un quarto serbatoio di accumulo della capacità di 10.000 mc ubicato in posizione piano altimetrica tale da ricevere per gravità le acque provenienti dalle sopraccitate vasche di accumulo. La capacità complessiva di accumulo consente inoltre la gestione delle acque da trattare in occasione di eventi meteorici, anche particolarmente intensi, ed il successivo trattamento delle stesse. I 3 serbatoi di capacità inferiore consentono, in aggiunta, di operare una separazione della frazione oleosa e dei solidi sospesi dall'acqua; infatti, la fase oleosa formatasi in superficie, viene raccolta mediante opportuni scolmatori e successivamente inviata al circuito di slop.

### *Desolfurazione acque acide e da desalter*

La sezione di desolfurazione tratta le acque provenienti dal processo di dissalazione del greggio che avviene nella sezione di impianto denominata "Desalter" e dal processo di rimozione dei solfuri negli impianti Sour Water Stripper (SWS). Nella suddetta sezione avviene l'ossidazione e la rimozione dei solfuri dall'acqua che viene inviata alle vasche di sollevamento sopra descritte.

### *Flottazione meccanica*

La fase di flottazione serve a rimuovere la maggior parte delle particelle oleose e dei solidi sospesi presenti nel refluo sotto forma di schiume. Il trattamento viene effettuato mediante un flottatore ad aria indotta (denominato WEMCO). Le particelle oleose e i solidi sospesi, che giungono sulla superficie libera, sono rimossi dall'acqua, raccolti in apposite vasche e inviati ai serbatoi di trattamento o rinviati verso i separatori statici. L'acqua trattata viene raccolta per gravità in una vasca di accumulo e da qui, mediante un sistema di sollevamento, rilanciata ai successivi trattamenti di filtrazione su sabbia.

### *Linee trattamento Fanghi - Ispessimento e disidratazione.*

I fanghi generati dal processo di flottazione, dal controlavaggio dei filtri a sabbia e dal trattamento biologico, subiscono un processo di ispessimento e successiva disidratazione. Analogamente, anche i fanghi provenienti dall'unità di Water Reuse sono inviati al processo di disidratazione.

Dall'operazione di disidratazione si originano i seguenti stream in uscita dalla linea di trattamento fanghi:

- acque oleose: tali acque vengono rilanciate in testa all'impianto TAE A nella sezione di pretrattamento mediante separatori statici;
- fanghi disidratati: tali fanghi vengono opportunamente raccolti e conferiti a smaltimento presso impianti esterni autorizzati.

### *Filtrazione su sabbia*

L'effluente proveniente dalla fase di flottazione viene successivamente inviato ad un trattamento di filtrazione che viene effettuata mediante filtri a sabbia. I filtri vengono sottoposti periodicamente a controlavaggi allo scopo di ripristinarne l'efficienza attraverso la rimozione delle particelle oleose e dei solidi sospesi accumulati nel mezzo filtrante.

### *Sezione di trattamento biologico (biofiltrazione)*

L'abbattimento del carico organico dei reflui è garantito da un trattamento biologico realizzato mediante un processo di biofiltrazione. La degradazione delle sostanze organiche avviene mediante microrganismi fissati ad un materiale di supporto che viene attraversato dalle acque da trattare.

Il sistema è costituito da n. 5 biocelle disposte in parallelo, ciascuna contenente un letto filtrante. Il materiale di riempimento del letto filtrante è costituito da piccole sfere semi-sintetiche che sviluppano una superficie ottimale per la crescita della flora batterica, ad essa adesa, che provvede alla depurazione delle acque. Le celle di biofiltrazione sono inoltre dotate di piastre che sostengono il letto filtrante. Il flusso dell'acqua in trattamento è ascensionale. L'aria di processo, necessaria alla respirazione/assimilazione della sostanza organica da parte dei batteri, è somministrata dal basso in equicorrente con l'acqua. L'aria, essendo più leggera, forma una sorta di cuscino in prossimità della faccia inferiore delle piastre e passa, attraverso opportuni fori, nella zona superiore della cella. Anche l'acqua, grazie ad opportuni ugelli, perviene nella zona superiore della cella. In tale zona i due flussi si mescolano risalendo lungo il letto filtrante, apportando sia materiale organico che ossigeno necessario alla metabolizzazione e allo sviluppo dei batteri. Ultimato il percorso ascendente attraverso il letto filtrante, le acque continuano a salire fino allo stramazzo di uscita dalla cella. L'acqua depurata in uscita dal trattamento biologico viene inviata all'unità di Water Reuse.

Le acque in uscita dall'impianto TAE A vengono quindi recapitate direttamente nel corpo idrico recettore Mar Grande attraverso lo Scarico A di stabilimento. In alternativa le acque in uscita dall'impianto TAE A possono essere inviate parzialmente o totalmente in alimentazione all'impianto denominato "Water Reuse" (WR), il quale è principalmente destinato al riutilizzo e trattamento di tutta l'acqua di falda emunta ai fini della bonifica secondo quanto previsto dai decreti di approvazione del progetto di bonifica e delle sue successive varianti.

L'impianto TAE B pre-tratta le acque meteoriche e oleose, le acque di drenaggio dei serbatoi della zona di riferimento, le acque della piattaforma di scarico ATB greggio e le rilancia al TAE A. Sinteticamente, lo stesso impianto è costituito dalle seguenti sezioni:

- Disoleazione e rimozione dei solidi sospesi in separatori statici;
- Accumulo e disoleazione (vasca API) acque meteoriche e oleose;
- Sollevamento acque verso TAE A.

All'interno dell'Allegato B.30 il Gestore fornisce una descrizione più approfondita delle sezioni di trattamento del TAE B, come di seguito riportato.

Le acque provenienti dal drenaggio dei serbatoi e dalla piattaforma di scarico ATB greggio, confluiscono in un sistema di disoleazione e rimozione dei solidi sospesi. Il separatore, di tipo statico, è costituito da una vasca di sezione rettangolare nella quale la separazione dell'olio viene effettuata attraverso setti paralleli che sfruttano il principio della separazione per gravità e coalescenza e che realizzano la stratificazione in superficie dell'olio per differenza di peso specifico tra esso e l'acqua.

Il processo comporta la formazione di una stratificazione superficiale oleosa, che si raccoglie in un pozzetto di rilancio tramite scolmatori di superficie (schiumatori), per poi essere recuperata e riprocessata nel ciclo di lavorazione di Raffineria (invio al circuito slop).

Le acque in uscita dal suddetto trattamento confluiscono, assieme alle acque meteoriche di piazzali/strade e quelle del parco serbatoi, ad un trattamento di disoleazione e rimozione dei solidi sospesi del tipo vasca A.P.I.; in tale vasca l'acqua fluisce a bassa velocità, così da favorire l'ulteriore separazione della fase oleosa dall'acqua e la sua stratificazione in superficie. Lo strato superficiale di olio formatosi, viene raccolto ed inviato al circuito di slop.

Le acque pre-trattate in vasca A.P.I. confluiscono in una vasca di sollevamento; nella stessa vasca confluiscono anche le acque provenienti dal TAE C. Da tale vasca le acque sono rilanciate verso i serbatoi di accumulo del TAE A.

Il sistema di accumulo presente in Zona B consente inoltre la gestione delle acque da trattare in occasione di eventi meteorici, anche particolarmente intensi, ed il successivo trattamento delle stesse.

L'impianto TAE C pre-tratta le acque meteoriche e oleose, le acque di drenaggio dei serbatoi della zona di riferimento, oltre che le acque del Pontile Petroli, rilanciandole al TAE B. Sinteticamente, lo stesso impianto è costituito dalle seguenti sezioni:

- Accumulo e disoleazione (vasca API) acque meteoriche e oleose;
- Sollevamento acque verso TAE B.

All'interno dell'Allegato B.30 il Gestore fornisce una descrizione più approfondita delle sezioni di trattamento del TAE C, come di seguito riportato.

Nello specifico, tutte le acque della zona C e dei citati sbarramenti idraulici, confluiscono in un sistema di disoleazione e rimozione dei solidi sospesi del tipo A.P.I.; lo strato superficiale di olio formatosi, viene raccolto e inviato al circuito di slop, mentre le acque vengono inviate al TAE B e da qui ai serbatoi del TAE A per essere sottoposte al successivo processo di trattamento.

Il sistema di accumulo presente in Zona C consente inoltre la gestione delle acque da trattare in occasione di eventi meteorici, anche particolarmente intensi, ed il successivo trattamento delle stesse.

E' ricompreso nel presente provvedimento di Riesame complessivo, il Riesame relativo, fra le altre cose, alle modalità di esercizio autorizzate per la raccolta delle acque meteoriche e di drenaggio nei serbatoi all'interno della Vasca TAE-B (procedimento istruttorio ID 42/575 avviato con nota prot.DVA-2013-0015310 del 28/06/2013).

#### **Impianto Water Reuse**

L'impianto denominato "Water Reuse" è costituito dalle seguenti sezioni di trattamento:

- Ultrafiltrazione;
- Osmosi inversa;
- Filtrazione su carboni attivi

Tale impianto, in accordo a quanto previsto dal Progetto Definitivo di Bonifica delle acque di Falda della Raffineria, riceve le acque di falda provenienti dall'impianto TAF (impianto di trattamento delle acque di falda) e tramite il processo sopra descritto permette la produzione di acqua dissalata che viene riutilizzata nel ciclo di lavorazione del sito. La sezione di osmosi inversa produce, inoltre, una corrente di rigetto che confluisce in vasca S-6005 e quindi allo Scarico A di Stabilimento. Inoltre tale impianto Water Reuse può ricevere anche parzialmente le acque provenienti dall'uscita dell'impianto TAE A. In particolare l'invio, parziale o totale, dell'effluente TAE all'impianto WR è funzione della sostenibilità dell'assetto e della richiesta di acqua demineralizzata, la cui produzione complessiva è garantita principalmente attraverso l'impianto di dissalazione acqua mare. La flessibilità operativa richiesta è funzionale a garantire l'affidabilità dell'intera filiera produttiva, rispettando da un lato il minimo turn-down dell'impianto di dissalazione acqua mare (evitando discontinuità operative e quindi di produzione), dall'altro la continuità di performance dell'unità WR, caratterizzata da consumi di energia elettrica, membrane e chemicals superiori rispetto all'impianto di dissalazione acqua mare.

#### **Impianto di trattamento Acque di falda (TAF)**

L'impianto TAF è stato realizzato dalla Raffineria di Taranto in ottemperanza a quanto previsto dalla Variante al Progetto Definitivo di Bonifica delle Acque di Falda (rif. Decreto MATTM prot. n. 4396/QdV/Di/B del 28/02/2008 e successivo Decreto MATTM prot. n. 7041/QdV/M/Di/B del 01/12/2008). In particolare, le acque di falda captate ed emunte dai sistemi di bonifica della Raffineria (n. 9 sbarramenti idraulici) vengono inviate, tramite rete segregata delle acque di falda, al serbatoio T6011 (accumulo delle acque di falda da trattare) e rilanciate all'impianto di pre-trattamento denominato "TAF" costituito da una sezione di filtrazione su sabbia ed una successiva sezione di filtrazione su carboni attivi granulari. Le acque di falda trattate vengono pertanto stoccate nel serbatoio di accumulo T6012 e da qui inviate all'impianto Water Reuse nel rispetto di quanto previsto dal Progetto di bonifica delle Acque di Falda (PDBF) a suo tempo autorizzato dal MATTM.

## FASE 5: GESTIONE RIFIUTI

Si rimanda al successivo paragrafo 5.8.

## FASE 6: CTE

### **Energia elettrica, vapore e recupero calore**

All'interno dell'area di Raffineria è presente una Centrale Termoelettrica (CTE) che garantisce:

- La produzione e distribuzione dell'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa.
- La produzione e distribuzione agli impianti di raffineria acqua desalinizzata, acqua demineralizzata e acqua degasata;
- il recupero delle condense.

La CTE è costituita dai seguenti impianti:

- tre caldaie ad alta pressione, alimentate a olio combustibile e/o gas di Raffineria, per la produzione di vapore, con una capacità complessiva di circa 280 t/h;
- tre gruppi turbogeneratori di energia elettrica a condensazione espillamento, per un totale di circa 30 MW;
- un turbogeneratore di energia elettrica a contropressione, di potenza pari a 8 MW;
- un impianto di cogenerazione, costituito da una turbina a gas da 39 MW e da una caldaia a recupero, alimentata con gas di Raffineria, con postcombustione della capacità di 85 t/h di vapore, entrato in funzione nel 1994. Tale impianto, oltre a soddisfare le richieste di energia elettrica degli impianti di Raffineria, consente di esportare una potenza elettrica fino a 20 MW.

Il vapore prodotto dalle tre caldaie ad alta pressione della CTE, oltre a essere utilizzato nelle turbine TG1-TG4 per la produzione di energia elettrica, è utilizzato nella movimentazione di macchine ausiliarie, nei degasatori e negli impianti di Raffineria, come fluido di processo o come fluido di riscaldamento del grezzo e degli oli combustibili.

All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile presso la CTE.

Tali caldaie possono alimentare le reti vapore di Raffineria a 60, 15 e 3,5 bar, oppure direttamente gli impianti di processo a cui sono abbinate.

L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria.

Il vapore utilizzato presso le varie utenze viene recuperato, come condensa, mediante un'apposita rete di Raffineria, in modo da evitare il contatto accidentale con idrocarburi e ricreare le condizioni ottimali per il riutilizzo in caldaia dell'acqua demineralizzata.

### **5.3 Stoccaggio di materie prime**

Il Gestore all'interno della Scheda B.13 ha fornito le caratteristiche delle aree di stoccaggio di materie prime, prodotti e intermedi e nella Scheda B.13.1 ha fornito la descrizione del parco serbatoi per lo stoccaggio di idrocarburi liquidi e altre sostanze.

In particolare da tale scheda, considerando solo i serbatoi per lo stoccaggio di idrocarburi, emerge che:

- 47 serbatoi non presentano né doppi fondi né bacini di contenimento impermeabilizzati e contengono: benzina (2, T3253 e T 3254), bitume (12), fuel oil denso (6), gasolio (3), olio combustibile (19), residuo (2) e VGO (3);
- 74 serbatoi provvisti di doppio fondo e contengono: benzina (26), fuel oil denso (solo 1, il T3269), gasolio (26), greggio (8), kerosene (7), MTBE/ETBE (1), slop (4), VGO (1);

- 12 serbatoi provvisti di bacino di contenimento impermeabilizzato e contengono: butano (V3174, V3175, V3177), propano (V3172, V3173, V3178), fuel oil (T5241, T5242) e 4 GPL (V3401, V3402, V3403 e V3404);
- 13 serbatoi provvisti sia di doppi fondi che di bacini di contenimento impermeabilizzato, e sono i serbatoi contenenti: benzina (3, ossia T3504, T3508, T3509) SLOP (2, ossia 9010S03A e 9010S03B), gasolio (6, ossia T3505, T3506, T3507, T3510, T3511, T5234), e greggio (2, ossia T3009 e T3012, non ancora realizzati e autorizzati nell'ambito del progetto Tempa Rossa);
- i tre serbatoi T3551, T3552 e T3553 sono indicati come serbatoi "fuori servizio".

## 5.4 Consumi

### 5.4.1. Consumi di materie prime

Il Gestore all'interno delle Schede B.1.1 e B. 1.2 ha fornito i dati in merito al consumo di materie prime riferiti rispettivamente all'anno 2015 e alla massima capacità produttiva. Di seguito si riporta la sintesi dei consumi delle principali materie prime dichiarate dal Gestore alla massima capacità produttiva:

<b>Consumo materie prime principali (&gt;500 t/a)</b>	Petrolio grezzo	4.759.000
	Semilavorati a lavorazione	1.741.000
	Semilavorati a miscelazione	181.000
	Chemicals	2.159
	Catalizzatori	2.170
	Ossigeno	5.000.000 mc/a
	Azoto	7.628.866 mc/a
	Idrogeno	50.000 mc/a

Sulla base dei consumi di greggio e semilavorati alla massima capacità produttiva, la raffineria è attualmente autorizzata per una capacità di lavorazione pari a 6.500.000 t/a. e per una capacità di miscelazione di semilavorati pari a 181.000 t/a.

Con riferimento all'anno 2015, il Gestore ha dichiarato una quantità totale quantità di greggio e semilavorati lavorati pari a circa 4.900 kt/a e una quantità di semilavorati miscelati pari 345 kton.

### 5.4.2. Consumi di combustibile e bilancio energetico

La raffineria utilizza principalmente combustibili prodotti internamente dai processi di raffinazione come gas combustibile (fuel gas), combustibili liquidi (fuel oil) ed in misura minore anche combustibili di importazione (gas naturale) che confluisce nella rete fuel gas di Raffineria.

All'interno delle Schede B.5.1 e B. 5.2 il Gestore ha fornito i dati in merito al consumo di combustibili, riferiti rispettivamente all'anno 2015 e alla massima capacità produttiva.

Da tali schede emerge quanto segue:

- il fuel oil e il fuel gas utilizzati hanno una percentuale massima di S pari rispettivamente al 1% e allo 0,01%;
- le unità che impiegano il fuel oil, in combinazione con fuel gas, sono: U100 – CDU, U200 – HDT, U300 – PLAT e U400 – HDS (fumi al camino E1), U1400/1500 – VB/TC (fumi al camino E2) e Caldaie CTE (fumi al camino E3).

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)					
Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Fuel Oil	U100 - CDU	1%	7.416	41.400	3.740.034.444
	U200 - HDT		1.250		
	U300 - PLAT		11.283		
	U400 - HDS1		3.232		
	U1400/1500 - VB/TC		26.936		
	Caldaie CTE		40.223		
Fuel Gas	U100 - CDU	0,01%	38.766	45.962	18.258.404.500
	U200 - HDT		5.368		
	U300 - PLAT		41.023		
	U1400/1500 - VB/TC		54.860		
	U400 - HDS1		2.163		
	U2400 - TIP		1.180		
	U4100/U4200 - RHU/HDC		33.380		
	U2200 - impianto idrogeno		3.705		
	U2500 - impianto idrogeno		14.997		
	U4400 - impianto idrogeno		13.795		
	U1600 - HDS2		11.560		
	U5800 - HOT OIL		10.000		
	U2700 - Claus		1.656		
	U2900 - Claus		1.251		
	CDP-EST		4.140		
	Turbogas		101.178		
Caldaie <sup>Ø</sup>	58.228				

<b>B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)</b>						
Off-Gas <sup>(1)</sup>	U2200- idrogeno	impianto	trascurabile	3.275	7.203	23.589.825
	U2500- idrogeno	impianto	trascurabile	21.648	7.203	155.930.544
	U4400- idrogeno	impianto	trascurabile	73.434	12.012	882.089.203
Gasolio autotr. <sup>(2)</sup>	Turbogas		0,0001%	12	42.695	512.340

Nota:

(1) Gas di scarto da purificatori idrogeno PSA 12 e PSA 10

(2) Gasolio utilizzato per motori diesel pompe antincendio

(3) caldaie F7501B + F5501C + F7502 + F7503 (caldaia a recupero Turbogas)

Il Gestore, nell'ambito delle osservazioni trasmesse con nota prot. RAFTA/DIR/MV/31 del 08/02/2018, ha evidenziato la presenza di un refuso nella nota (2) della scheda B.5.2, chiedendo pertanto di modificarla come: "Gasolio utilizzato per le sole fasi di avviamento".

In generale, i combustibili sopra riportati vengono utilizzati per alimentare i forni, caldaie e la turbina a gas per la produzione di vapore ed elettricità. La produzione di vapore ed elettricità necessari per lo stabilimento viene completata mediante la produzione di vapore da varie caldaie di recupero presenti in diverse unità e mediante la produzione di energia elettrica delle turbine a vapore. Inoltre, l'approvvigionamento energetico della Raffineria, in termini di elettricità e di vapore, è comunque assicurato dalla propria Centrale Termoelettrica che viene alimentata con fuel oil e fuel gas, oltre ad essere connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Il Gestore all'interno delle Schede B.3.1 e B.3.2 ha fornito i dati in merito alla produzione di energia e nelle Schede B.4.1 e B.4.2 ha fornito i dati in merito al consumo di energia; tali dati sono riferiti rispettivamente all'anno 2015 e alla massima capacità produttiva.

#### 5.4.3. Consumi idrici

Come riportato dal Gestore nell'allegato B18, l'approvvigionamento idrico della Raffineria di Taranto avviene tramite prelievo di acqua di mare, acqua di falda profonda, acqua da acquedotto e dal riutilizzo, mediante l'impianto delle acque depurate provenienti dagli impianti di trattamento presenti presso il sito (Water Reuse).

L'approvvigionamento e l'utilizzo di risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità:

- acqua potabile: prelievo dall'Acquedotto (AQP) per usi igienico-sanitari;
- acqua mare: prelievo dal Mar Grande mediante pompe sommerse per utilizzo come acqua antincendio alle reti antincendio di Raffineria e come acqua di raffreddamento e di processo per gli Impianti. La CTE utilizza inoltre parte di tale acqua mare per il raffreddamento dei propri impianti e condensatori. Una frazione di acqua mare viene inoltre utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata, impiegata negli impianti di processo. La CTE utilizza pertanto parte della produzione di acqua demineralizzata per la produzione di vapore da distribuire alla Raffineria;
- acqua pozzi: prelievo da 5 pozzi profondi, dotati di concessione per utilizzo ai fini industriali.

L'impianto Water Reuse, mediante l'utilizzo dell'acqua di falda dopo trattamento dedicato, è in grado di contribuire alla produzione di acqua dissalata rispetto a quella ottenuta principalmente dall'impianto di dissalazione acqua mare, garantendone la copertura dei fabbisogni complessivi di raffineria.

All'interno della Scheda B.2.1 e B.2.2 il Gestore ha fornito i dati in merito al consumo di risorse idriche, riferiti rispettivamente all'anno 2015 e alla massima capacità produttiva. Inoltre, nell'Allegato B19 il Gestore ha fornito le coordinate geografiche dei punti di prelievo della risorsa idrica.

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)											
n.	Approvvigionamento (sorgenti, acquedotto, mare, altro corpo idrico superficiale, pozzi)	Fasce/unità di utilizzo	Utilizzo	Volume totale anno, m <sup>3</sup>	Consumo giornaliero m <sup>3</sup>	Portata oraria di punta, m <sup>3</sup> /h	Presenza condotti	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta	
1	ACQUA MARE	1,2,3,4,6	<input type="checkbox"/> igienico sanitario								
			◆ Industriale	◆ processo	6.044.400	16.560	-	NO <sup>(1)</sup>	-	-	-
				◆ raffreddamento	116.503.465 <sup>(2)</sup>	319.188		NO <sup>(1)</sup>			
◆ altro (esplicitare).....	Antincendio <sup>(3)</sup>	---	-	-	-	-	-	-	-		
2	ACQUA POTABILE (Acquedotto Comunale)	1,2,3,4,6	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	130.485	357	-	SI				
			<input type="checkbox"/> Industriale	<input type="checkbox"/> processo	-	-	-	-	-	-	-
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	-	-	-	-	-	-	-
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	-	-	-	-	-	-	-	-			
3	ACQUA DI FALDA SUPERFICIALE	1,2,6	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			◆ Industriale	◆ processo	595.680	1632	-	SI	-	-	-
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	-	-	-	-	-	-	-
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	-	-	-	-	-	-	-	-			
4	ACQUA DI POZZO PROFONDO	1,2,6	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			◆ Industriale	◆ processo	14.622	133	-	SI	-	-	-
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	-	-	-	-	-	-	-
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	-	-	-	-	-	-	-	-			
<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....	-	-	-	-	-	-	-	-			

Note:

(1) Esiste misuratore di portata

(2) La Raffineria Eni alimenta la rete antincendio dal sistema acqua mare di raffreddamento dove è compreso il quantitativo utilizzato.

(3) di cui 554.600 mc per progetto Tempo Rosso

## 5.5 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

In raffineria sono presenti 10 camini collegati alle seguenti attività produttive:

- E1: Forni CDU, HDT, HDS1, PLAT
- E2: Forni VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 EST
- E3: CTE
- E4: Forni HOT OIL
- E7: Forni TIP
- E8: Forni RHU/HDC
- E9: H2 U4400
- E10: CLAUS
- GPL7: Cabina di verniciatura
- GPL8: Tunnel di essiccazione

In aggiunta sono presenti in Raffineria:

- 12 sfiati collegati con le unità di recupero vapori, Rigenerazione PLAT, Torre di lavaggio aria esausta, Sfiati da motori diesel antincendio, Stazione di decompressione metano e Sfiati da pompe diesel antincendio Pontile.
- 46 sfiati collegati alle cappe di laboratorio

Le caratteristiche di tutti i punti di emissione convogliata (coordinate geometriche, presenza di sistemi di abbattimento e di SME) sono state riportate dal Gestore nella scheda B.6, mentre i dati in merito alle emissioni derivanti da tali punti, riferiti rispettivamente all'anno 2015 e alla massima capacità produttiva, sono riportati nelle Schede B.7.1 e B.7.2, con riferimento sia ai macroinquinanti che ai microinquinanti.

Inoltre, in Allegato B.26 il Gestore ha riportato i dati relativi alla registrazione delle misure delle emissioni in atmosfera effettuate nell'anno di riferimento scelto (2015).

Tutti i 10 camini di Raffineria sono dotati di Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME) che garantiscono il monitoraggio in continuo dei parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, polveri, COV, O<sub>2</sub>, temperatura e portata fumi.

Ad eccezione delle emissioni al camino E3, le emissioni dei principali inquinanti derivanti dai restanti 9 camini sono attualmente soggette ai valori limite di bolla fissati dal decreto di AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 e di seguito riportati:

<i>Attuali limiti di bolla da Decreto AIA vigente</i>	<b>Inquinante</b>	<b>mg/Nm<sup>3</sup></b>	<b>t/a</b>
	NO <sub>x</sub>	300	880
	SO <sub>2</sub>	800	3.050
	Polveri	40	150
	CO	50	-
	H <sub>2</sub> S	3	-
	COV	20	-

Con DM prot. n. 318 del 30/12/2015, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato alla ENI S.p.A. il Decreto per modifica dell'AIA, ai fini dell'adeguamento dei valori limite dei punti di emissione convogliata ai quali afferiscono gli impianti di combustione della Raffineria e la centrale termoelettrica, aventi una potenza termica maggiore di 50 MW, cd grandi impianti di combustione (GIC), ai nuovi limiti emissivi di cui all'Art. 273, comma 3, del D.Lgs. 152/06, come modificato dall'art. 22 del D.Lgs. 46/2014. Il decreto del 30/12/2015 è stato inoltre successivamente aggiornato dal Decreto prot. DEC/MIN/357/2016 del 05/12/2016 al fine di allineare la durata della previsione di cui al punto 1., lettera c) del parere istruttorio allegato al decreto del 30/12/2015 alla conclusione del presente procedimento di riesame. Si riporta nella seguente tabella il riepilogo dei valori limite puntuali fissati dal DEC/MIN/318/2015 del 30/12/2015 per le emissioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri ai 5 camini dove afferiscono unità di combustione, o complessi di impianti di combustione, con una potenza termica superiore a 50 MW:

<b>VLE ai camini collegati ai GIC di Raffineria</b>			
<b>Camino</b>	<b>Combustibile/i</b>	<b>Inquinante</b>	<b>VLE mg/Nm<sup>3</sup></b>
E1	Fuel Oil+Fuel Gas	SO <sub>2</sub>	600
		NO <sub>x</sub>	360
		Polveri	23
E2	Fuel Oil+Fuel Gas	SO <sub>2</sub>	600
		NO <sub>x</sub>	360
		Polveri	23
E3	Fuel Oil+Fuel Gas	SO <sub>2</sub>	74 (assetto cogenerativo) 600 (assetto solo caldaie)
		NO <sub>x</sub>	122 (assetto cogenerativo) 360 (assetto solo caldaie)
		Polveri	3 (assetto cogenerativo)
			23 (assetto solo caldaie)
E8	Fuel Gas	SO <sub>2</sub>	35
		NO <sub>x</sub>	200
		Polveri	5
E9	Fuel Gas	SO <sub>2</sub>	35
		NO <sub>x</sub>	200
		Polveri	5

Infine, le eventuali emissioni di ulteriori inquinanti ai camini E1, E2, E3, nonché le emissioni derivanti dagli sfiati, sono attualmente soggette al rispetto dei valori limite fissati dal D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. e sono monitorate in discontinuo con le frequenze stabilite dal PMC di cui al decreto di AIA del 2010.

### **5.7.1 Torce d'emergenza**

Il Gestore ha fornito, nell'allegato E.7 la descrizione dei Sistemi Blow- Down e Torce di Raffineria, nonché le modalità di gestione degli stessi.

Nello specifico tali sistemi sono costituiti da un insieme di collettori e recipienti funzionale al convogliamento e la raccolta di tutti gas provenienti dalle valvole di sicurezza, di depressionamento, etc. degli impianti verso le torce di Raffineria.

In particolare ogni Sistema di Blow Down prevede linee e sistemi segregati di raccolta e convogliamento delle correnti idrocarburiche e acide che afferiscono rispettivamente alle torce Idrocarburiche ed Acide.

Il circuito, nel suo complesso, è costituito da n. 3 Sistemi di Blow Down realizzati in modo tale da garantirne sia l'assetto segregato, sia l'assetto parallelo, come descritto nei paragrafi seguenti, di cui le Torce ne costituiscono l'elemento terminale.

Per quanto attiene il Sistema di Blow Down idrocarburico, la Raffineria ha anche previsto su ognuno di essi un sistema di recupero del gas mediante compressore GARO che consente di minimizzare il quantitativo di gas destinato alle torce idrocarburiche mediante il rilancio del gas stesso nella rete fuel gas della Raffineria previo trattamento di lavaggio amminico.

Il Sistema di Blow Down rappresenta un sistema preventivo di sicurezza che mantiene la pressione del gas all'interno delle apparecchiature a valori sicuri garantendo le condizioni di equilibrio in tutte le situazioni di normale esercizio, di avviamento/fermata (programmata e non) o in caso di disservizi ed emergenze.

Esso è dotato di compressori di recupero gas (GARO) che consentono di minimizzare il quantitativo di gas destinato alla combustione in torcia mediante l'aspirazione ed il rilancio dei gas nella rete del gas combustibile della Raffineria.

Il considerevole numero di componenti di raffineria (vessel, colonne, separatori, ecc.) che richiedono la connessione al Sistema di Blow Down, nonché la complessità del ciclo produttivo (di tipo sequenziale e con molte interconnessioni anche di riciclo) fa sì che in un Sistema di Blow Down di una raffineria vengono immessi gli sfiati di numerosi dispositivi di sicurezza.

La portata di gas che istantaneamente è inviata al sistema Blow Down è estremamente variabile; essa dipende dalla tipologia di anomalia, di perturbazione o di emergenza che si genera in una o più apparecchiature, dal grado di contemporaneità di intervento dei numerosissimi dispositivi connessi alla rete di Blow Down, ecc.

Il Gestore dichiara che le torce assicurano la distruzione mediante ossidazione degli idrocarburi e di altre sostanze scaricate nel Blow Down che non potrebbero esser controllate in modo più sicuro per l'ambiente.

Le caratteristiche delle torce sono state riportate dal Gestore nella scheda B.7.3.

### **5.7.2 Condizioni di esercizio del sistema blow down e torce**

#### **a. Fiamma pilota**

La "fiamma pilota", costituita essenzialmente da una lancia dotata di una testina-bruciatore e alimentata in continuo con gas di raffineria, garantisce l'accensione e la combustione della miscela gassosa che afferisce alle torce.

Viene monitorata da apposita termocoppia che controlla l'effettiva sussistenza della stessa.

Il combustibile utilizzato per il mantenimento della fiamma pilota è fuel gas desolfurato di raffineria e/o metano.

## **b. Condizione di normale esercizio**

Il Gestore dichiara che, in generale le situazioni che possono determinare scostamenti dall'equilibrio ottimale delle diverse unità di lavorazione di raffineria con conseguente immissione di prodotti gassosi nel Sistema di Blow-Down sono:

*b.1. sistemi di bilanciamento della pressione con interventi di valvole di regolazione della pressione (PC o PCV) atti ad evitare l'intervento non controllato e di maggiore entità di scarico verso il Sistema Blow-Down mediante organi automatici di sicurezza (PSV). Tale modalità è prevista dalle BAT come minimizzazione dell'invio di gas al Sistema Blow-Down unitamente al Sistema di recupero gas che è garantito dai compressori GARO.*

*Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza preventiva degli impianti legata alla gestione ordinaria degli stessi; Le normali condizioni di esercizio del Blow-Down della Raffineria eni di Taranto, prevedono, infatti, che esso venga mantenuto ad una pressione di esercizio positiva (circa 30-60 mbar) per evitare rientri di aria atmosferica (fenomeno da escludere per evitare reazioni di ossidazione con i composti gassosi contenuti all'interno del Blow-Down).*

*Per garantire l'esercizio del Sistema Blow-Down alla pressione richiesta, si utilizza il purge gas immesso a valle della guardia idraulica di ciascuna torcia.*

*b.2. situazioni di transitorio, in cui le condizioni di variazione assetto impiantistico possono generare scarichi di gas idrocarburici in eccesso rispetto a quelli normalmente gestiti durante le fasi stazionarie del processo. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza preventiva degli impianti e alla tutela dell'ambiente;*

*In condizione di regime, il Blow-Down riceve infatti le correnti gassose generate dal sistema di regolazione della pressione della rete idrogeno e dalla rete fuel gas di raffineria.*

*Le condizioni di esercizio della rete idrogeno e della rete fuel gas di raffineria variano nel corso della giornata in ragione di:*

- *escursione termiche giornaliere e stagionali*
- *variazione oraria del fabbisogno degli impianti utilizzatori (in ragione della tipologia di carica, delle condizioni di temperatura ed esercizio, delle specifiche di qualità, ecc.)*
- *variazione della richiesta di energia nei forni di processo che utilizzano fuel gas*

*Per le suddette fattispecie, la composizione del gas è sostanzialmente costante nel tempo.*

## **c. Condizioni di emergenza, anomalie e/o guasti**

Il Gestore dichiara che tali condizioni inducono l'invio di gas a Blow-Down, e quindi alle relative torce, con intensità e frequenza variabili in relazione alla tipologia ed importanza dell'emergenza in atto (errore di manovra, emergenza su singolo impianto, mancanza di aria strumenti, acqua di raffreddamento, energia elettrica, incendio localizzato o diffuso, etc).

A questo fine gli impianti sono progettati con apposite valvole di sicurezza (PSV - Pressure Safety Valve) che proteggono tutte le apparecchiature, e con sistemi, ove previsto, di depressurizzazione rapida, attivabili manualmente od automaticamente, che intervengono al fine di prevenire evoluzioni dannose di eventuali anomalie impiantistiche.

Vi sono a disposizione specifiche procedure per la fermata in emergenza dei singoli impianti o di Raffineria. Il Gestore dichiara che tali operazioni sono attinenti all'emergenza degli impianti e alla tutela dell'ambiente. In questa tipologia di scarichi in torcia vengono contemplate dal Gestore le correnti gassose derivanti da:

- anomalie e guasti;
- emergenza e sicurezza;

che si possono originare in seguito a condizioni anomale di uno o più impianti ed in particolare :

- Fermata/Avviamento di uno o più impianti
- Intervento delle valvole di sicurezza di una o più unità;

- Anomalia al circuito lavaggio gas e recupero zolfo;
- Emergenza di raffineria per blocco generale (assenza energia elettrica e/o vapore).

Nei suddetti casi, i quantitativi di gas inviati al Sistema Blow-Down (e quindi in torcia al fine di garantirne la completa combustione) e le tempistiche variano in ragione dell'entità e tipologia della condizione che ha generato l'assetto transitorio.

Il Gestore dichiara che, nelle specifiche condizioni anomale indicate, si può anche attivare l'invio al Blow-Down acido dello stream gassoso contenente H<sub>2</sub>S prodotto dagli impianti di lavaggio amminico che, in assenza di emergenze e/o anomalie/guasti, viene destinato al complesso Claus-SCOT per essere convertito in zolfo liquido.

Il Gestore ritiene che la quantità di detto gas acido, costituito essenzialmente da H<sub>2</sub>S, sia quantitativamente poco significativa su base annua e sia pari alla portata dell'impianto di trattamento (Lavaggio amminico, Claus, Scot) che viene posto fuori servizio per anomalia, guasto o emergenza.

Il Gestore dichiara che nell'ambito delle condizioni anomale, e diverse da quelle di normale esercizio degli impianti, rientrano le operazioni di fermata/avviamento impianto, che comportano fasi che per motivi di sicurezza ed ambientali prevedono l'interessamento del Blow-Down quando la fase di depressurizzazione ha fatto scendere la pressione al di sotto di valori che impediscono l'invio dei flussi ad utenze diverse dal Blow-Down (es. rete fuel gas).

A questo proposito il Gestore evidenzia che viene sempre raccomandato dalle BAT l'invio verso Blow-Down di flussi idrocarburi che altrimenti, per le loro condizioni fisiche, potrebbero andare esclusivamente in atmosfera. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza degli operatori di impianto e alla tutela dell'ambiente di lavoro e dell'ambiente esterno.

Il Gestore, all'interno della Scheda E.8, consegnata *brevi manu* dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, ha fornito i dati relativi alla composizione del gas inviato alle torce.

Il Gestore dichiara che il sistema di monitoraggio e misura del gas inviato alle 3 torce della raffineria non ha subito modifiche rispetto a quanto precedentemente comunicato e verificato dagli Enti di Controllo (rif. PEC agli Enti Competenti del 25 LUG 2011 "Cronoprogramma per l'implementazione dei sistemi di monitoraggio torce" e successive verifiche ispettive ordinarie AIA) ed è, in sintesi, costituito da:

- n° 3 strumenti di misura in continuo della portata del gas inviato a ciascuna delle tre torce (61FI5A1, 62FI604A, 67FI01A);
- n° 3 strumenti di misura in continuo del peso molecolare del gas inviato a ciascuna delle tre torce (61AI5A2, 62AI5A2, 67AI01A);
- n° 2 cabine analisi per la determinazione gascromatografica della concentrazione di idrogeno solforato, zolfo totale (espresso come SO<sub>2</sub>), metano ed idrocarburi totali nel gas inviato alle tre torce (1 cabina dedicata alla torcia 1 e una cabina, dual stream, per l'analisi di entrambi i gas inviati alla torcia 2 e 3).

In merito alla caratterizzazione gascromatografica del gas di torcia, nella tabella seguente si riporta quanto dichiarato dal Gestore in merito al range tipico della concentrazione di idrogeno solforato, zolfo totale ricondotto a SO<sub>2</sub>, metano e idrocarburi totali rilevato dal monitoraggio eseguito a partire dall'installazione delle cabine di analisi.

	udm	H2S	S tot come SO2	CH4	HC tot
Range tipico rilevato	% vol	1,2÷2,9	1,4÷4,0	7,0÷10,0	25,0÷45,0

### 5.6 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato

Il Gestore, all'interno delle Schede E.9.1 e E.9.2, ha fornito la descrizione delle procedure adottate in Raffineria per la misura delle emissioni diffuse e di quelle fuggitive.

Si riporta di seguito quanto indicato dal Gestore in relazione alle emissioni non convogliate presenti in Raffineria.

### Emissioni fuggitive

I seguenti dati e valutazioni sono estratti dal "Report ispettivo monitoraggio 2015" – Allegato 8 al Report 2015 trasmesso con nota RAFTA/DIR/RP/142 del 27/04/2016.

Il Gestore dichiara che la metodologia di monitoraggio impiegata per l'ispezione dei componenti emissivi è in accordo alle prescrizioni dell'US EPA METHOD 21.

Tutte le sorgenti censite convoglianti VOC, ad eccezione di quelle non accessibili, sono state ispezionate con analizzatori portatili di VOC. Le sorgenti accessibili convoglianti idrogeno sono state ispezionate con analizzatore portatile TCD.

I dati registrati durante il monitoraggio sono stati inseriti nel database elettronico.

Sono stati monitorati tutti i componenti accessibili delle linee in servizio convoglianti fluidi con presenza COV e idrogeno. In particolare, con riferimento ai dati di censimento e alle linee misurate nelle precedenti campagne, il Gestore ha ispezionato i seguenti componenti:

- valvole
- valvole di sicurezza
- pompe
- flange
- fine linea
- compressori

Per la stima dei flussi emissivi il Gestore ha fatto riferimento al protocollo EPA 453/R-95-017, utilizzando le equazioni e i fattori di emissione previsti dal metodo US EPA Socmi Correlation.

I risultati riportati dal Gestore nell'analisi conclusiva delle campagne di monitoraggio effettuate sono sintetizzati nella seguente tabella

	<b>1 campagna di monitoraggio</b>	<b>2 campagna di monitoraggio</b>	<b>Valore medio emissione annuale</b>
Sorgenti censite (n.)	98.179	98.125	-
Sorgenti fuori soglia (> 10.000 ppmv)	313 (di cui 117 > 99.999 ppmv)	286 (di cui 76 > 99.999 ppmv)	-
TOT emissioni VOC non metanici (t/anno)	130,66	87,62	109,13
TOT emissioni Metano (t/anno)	9,39	5,11	7,26
TOT emissioni Idrogeno (t/anno)	10,17	12,37	11,27
<b>EMISSIONI TOTALI</b>	<b>150,22</b>	<b>105,09</b>	<b>127,66</b>

Si riporta anche quanto dichiarato dal Gestore all'interno della Scheda B.8.1, relativamente alle emissioni fuggitive di COV (non metanici) individuati come emissioni fuggitive, riferiti all'anno 2015.

B.8.1 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica)				Anno di riferimento: 2015		
Fase	Unità	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti		
				Inquinante	Quantità totale (t/anno)	Quantità di inquinante per unità di prodotto (es. t di inquinante per t prodotto)
3		<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Impianti movimentazione e stoccaggio (valvole, flange, etc.)	COV	28,9	0,000006
3		<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Impianti di caricamento e cisterne mobili (valvole, flange, etc.)	COV	11,6	0,000002
1		<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Impianti di processo (valvole, flange, pompe, compressori, etc.)	COV	68,3	0,000014
6		<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Impianti di processo (valvole, flange, pompe, compressori, etc.)	COV	0,4	0,0000001

Adozione di un sistema di calcolo per la stima delle emissioni diffuse

SI  
 NO

Applicazione Programma LDAR

SI <sup>(1)</sup>  
 NO

(1)

Note: Dati ottenuti dalle campagne di monitoraggio LDAR (rif. EPA metodo 21) effettuate da società specializzata nel settore.

Si riportano di seguito i dati relativi alle emissioni diffuse forniti dal Gestore con riferimento alla massima capacità produttiva. A riguardo, il Gestore, nell'ambito delle osservazioni trasmesse con la nota prot. RAFTA/DIR/MV/31 del 08/02/2018, al fine di precisare meglio la tipologia di emissioni non convogliate, ha chiesto di sostituire la scheda B.8.2, allegata alla documentazione presentata per il presente riesame delle AIA vigenti, con la scheda B.8.2 di seguito riportata, che specifica le fonti di emissioni riportate nella stessa:

**B.8.2 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (alla capacità produttiva)**

Fase	Unità	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti		
				Inquinante	Quantità totale (t/anno)	Quantità di inquinante per unità di prodotto (es. t di inquinante per t prodotto)
3		<input checked="" type="checkbox"/> DIF <input type="checkbox"/> FUG	Impianti di movimentazione e stoccaggio <sup>(4)</sup>	COV	39,22 <sup>(2)</sup>	0,000006
				Benzene	0,35 <sup>(3)</sup>	0,0000005
3		<input checked="" type="checkbox"/> DIF <input type="checkbox"/> FUG	Impianti di caricamento e cisterne mobili	COV	12,18	0,000002
				Benzene	0,11	0,0000002
1		<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Impianti di processo	COV	538,02	0,000083
				Benzene	4,84	0,0000074
4		<input checked="" type="checkbox"/> DIF <input type="checkbox"/> FUG	Impianti di trattamento effluenti liquidi	COV	35,09	0,000005
				Benzene	0,32	0,0000005

Adozione di un sistema di calcolo per la stima delle emissioni diffuse

SI <sup>(1)</sup>  
 NO

Applicazione Programma LDAR

SI <sup>(5)</sup>  
 NO

Note

- (1) Stime ottenute applicando la metodologia EPA/Concawe alla massima capacità autorizzata di lavorazione materie prime (greggi + semilavorati a lavorazione per un totale di 6.500 Kton).
- (2) Il dato è comprensivo del contributo derivante dalla realizzazione dei nuovi serbatoi nell'ambito del progetto "Tempa Rossa" ossia pari a 10 tonnellate.
- (3) Il dato è comprensivo del contributo derivante dalla realizzazione dei nuovi serbatoi nell'ambito del progetto "Tempa Rossa" ossia pari a 0,09 tonnellate
- (4) Le emissioni non convogliate della Fase 3 "Serbatoi di stoccaggio", sono quelle provenienti dalle sorgenti elencate nella scheda B.13.1 "Parco serbatoi di stoccaggio idrocarburi liquidi e altre sostanze".
- (5) Dati calcolati sulla base delle misure effettuate durante le campagne di monitoraggio periodiche previste dal programma LDAR (rif. metodo EPA-21) effettuate da società specializzata nel settore.

**5.7 Scarichi idrici ed emissioni in acqua**

In Raffineria sono presenti 3 scarichi finali:

**Scarico A:** scarico principale con una portata alla massima capacità produttiva pari a 119.281.680 m<sup>3</sup>/anno. E' costituito da un canale che confluisce nel corpo recettore Mar Grande e che convoglia i seguenti scarichi parziali:

- **Scarico WR Impianto Water Reuse:** Scarico di tipo continuo derivante dal "Rigetto" dell'impianto. La portata massima è di circa 1.927.200 m<sup>3</sup>/anno

- **Scarico UB Linea di trattamento TAE A:** Scarico di tipo discontinuo derivante dall'uscita del trattamento biologico TAE. La portata massima è di circa 4.274.880 4.963.650 m<sup>3</sup>/anno. Alla capacità produttiva lo scarico è stato considerato come discontinuo.
- **Scarico AR acque mare di raffreddamento raffineria:** Scarico di tipo continuo derivante dal circuito di raffreddamento acqua mare. La portata annua alla capacità produttiva è di 96.496.000 m<sup>3</sup>/anno.
- **Scarico acque di raffreddamento CTE (attraverso gli scarichi parziali SC1, SC2-1 e SC2-2 e SC3-3):** Scarico di tipo continuo derivante dal circuito di raffreddamento acqua mare della CTE. La portata annua complessiva degli scarichi parziali alla capacità produttiva è di 17.810.000 m<sup>3</sup>/anno.

**Scarico B:** Scarico acque meteoriche. Scarico di tipo discontinuo. Lo Scarico B è uno scarico di acque meteoriche non di prima pioggia che può attivarsi solo in condizioni di eventi meteorici particolarmente intensi. Pertanto, lo stesso non può essere in alcun modo correlabile alla capacità di lavorazione della Raffineria ma solo ed esclusivamente agli eventi meteorici; conseguentemente, il Gestore non ha fornito il valore della portata alla Massima Capacità Produttiva.

**Scarico GPL:** Scarico impianto trattamento acque unità GPL. Scarico di tipo discontinuo. La portata massima è di circa 15.000 m<sup>3</sup>/anno.

Nella scheda B.9.1 sono riportate le caratteristiche sia degli scarichi finali che quelle degli scarichi parziali. Nell'aggiornamento della Scheda B.9.1, consegnato brevi manu dal Gestore nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore ha riportato le informazioni relative alla georeferenziazione degli scarichi idrici finali aggiornata a seguito della rilocalizzazione degli Scarichi A e B avvenuta nel mese di Luglio 2015 a seguito degli interventi di cui al progetto di pubblica utilità denominato "Piastra portuale di Taranto" dell'Autorità Portuale di Taranto.

Le caratteristiche quali quantitative degli scarichi sono inoltre riportate nelle seguenti tabelle, con riferimento alla massima capacità produttiva. All'interno della Scheda B.10.1 il Gestore ha fornito i dati riferiti all'anno 2015, specificando che lo scarico A è prevalentemente costituito da acqua mare del circuito di raffreddamento.

In Allegato B.27 il Gestore ha riportato i dati relativi alla registrazione delle misure delle emissioni in acqua effettuate nell'anno di riferimento.

Tutti gli scarichi, finali e parziali, sono attualmente soggetti al rispetto dei valori limite fissati specificatamente dall'AIA 2010 e dal D.L.gs. 152/2006 e s.m.i., tab. 3, Allegato 5 alla parte terza e riferiti a scarico in acque superficiali. A riguardo, si precisa che, in considerazione del subentro di ENI S.p.A. nella gestione della centrale termoelettrica ad Enipower S.p.A., anche gli scarichi delle acque di raffreddamento della CTE devono essere considerati come scarichi in acque superficiali.

## 5.8 Rifiuti

La fase di gestione rifiuti comprende tutte le attività di produzione, raccolta, cernita e stoccaggio dei rifiuti presso i relativi depositi temporanei presenti in Stabilimento, per il successivo conferimento, previa fase di caratterizzazione analitica, alle operazioni di smaltimento/recupero presso impianti esterni autorizzati in accordo a quanto previsto dalla normativa di settore vigente.

La Raffineria dispone di n. 9 aree di deposito temporaneo rifiuti (compreso anche il deposito temporaneo a servizio dei rifiuti prodotti nell'area di pertinenza della Centrale Termoelettrica). I suddetti depositi temporanei sono di seguito elencati:

- A1: Area di accumulo per rottame di ferro, materiale elettrico, non contaminati (area in prossimità dei serbatoi T-3213 e T-3222);
- A2: Area di accumulo per legno e assimilabili agli urbani non contaminati (area in prossimità dei serbatoi T-3222 e T-3213);
- A3: Area di accumulo per fusti e bulk vuoti contaminati da sostanze pericolose (area adiacente ai serbatoi T-3149 e T-3150);

- A4: Area di accumulo cassoni scarrabili contenenti rifiuti speciali pericolosi (es. fanghi palabili, legno, plastica, ferro contaminati), oli lubrificanti esausti ed altri rifiuti solidi speciali pericolosi.
- A5: Area di accumulo per catalizzatori esausti (area sita in prossimità del Varco di Ingresso n. 3 di stabilimento);
- A6: area deposito temporaneo rifiuti prodotti all'interno dell'area ex- Stabilimento GPL;
- A7: area deposito temporaneo per la raccolta dei rottami ferrosi non contaminati;
- A8: area deposito temporaneo per lo stoccaggio delle acque di falda emunte dai relativi pozzi trincea;
- A20: area deposito temporaneo per rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi prodotti nell'area della centrale termoelettrica ex EniPower.

Le caratteristiche delle aree di deposito temporaneo rifiuti sono descritte all'interno della scheda B.12.1. Il Gestore segnala di volersi avvalere del solo Deposito Temporaneo gestito secondo il criterio temporale. Il Gestore, all'interno delle Schede B.11.1 e B.11.2 ha fornito i dati riferiti all'anno 2015 e alla Massima Capacità Produttiva.

### 5.9 Rumore

Il Gestore individua come Classe acustica identificativa della zona interessata dall'installazione: la Classe VI – aree esclusivamente industriali per la quale fornisce i limiti di emissione stabiliti dalla classificazione acustica: 70 dBA (giorno)/70 dBA (notte).

In Allegato B.24 il Gestore ha presentato la relazione “*Documentazione di impatto acustico*” redatta nel Dicembre 2014 e riportante i dati della campagna di misurazione effettuata nel Novembre 2014.

Il Gestore nel confronto con i dati misurati ritiene che gli stessi non evidenzino superamenti indotti dalle sorgenti specifiche della Raffineria, pertanto non sono previsti dal Gestore interventi di mitigazione.

### 5.10 Emissioni odorigene

Per la tematica emissioni odorigene, la Raffineria di Taranto in ottemperanza a quanto prescritto nell'AIA vigente (rif. DVA-DEC-2010-273 del 24/05/2010) ha trasmesso agli Enti Competenti, nel GEN 2011, il Piano di Monitoraggio delle Emissioni Odorigene che prevedeva, conformemente a quanto prescritto al cap. 7 pag. 125 del PIC, l'attuazione di un programma di monitoraggio degli odori (comprensivo di un'analisi degli impatti olfattivi dello stabilimento) con l'esecuzione, tra le altre cose, di misure in “almeno n. 6 punti rappresentativi da effettuare in prossimità dei ricettori maggiormente esposti”.

Pertanto, mediante il citato piano sono stati individuati nel territorio della città di Taranto n. 6 punti di monitoraggio (esterni alla Raffineria) che sono stati periodicamente monitorati a cura di Laboratorio Esterno Accreditato utilizzando il metodo UNI EN13725 prescritto dalla stessa AIA. Tale piano di monitoraggio ha previsto anche il monitoraggio in punti interni allo Stabilimento individuati in base alla tipologia di sostanze trattate ed in base alle operazioni svolte e quindi riconducibili alle potenziali sorgenti odorigene identificate come più significative.

A seguito di successive richieste degli Enti di Controllo attinenti a tale tematica, il piano di monitoraggio è stato oggetto di revisioni successive da parte del Gestore. Attualmente il piano di monitoraggio della Raffineria (REV. 02), trasmesso nel DIC 2015, prevede il monitoraggio delle emissioni odorigene in n. 10 punti interni allo stabilimento e n. 10 punti rappresentativi esterni allo stabilimento, questi ultimi ubicati in corrispondenza di ricettori potenzialmente sensibili. Tali monitoraggi vengono effettuati con cadenza trimestrale e quindi in periodi stagionali differenti.

In particolare, l'impostazione del piano di monitoraggio si basa sull'analisi e sulla correlazione dei seguenti elementi:

- Identificazione delle sostanze odorigene;
- Individuazione delle sorgenti odorigene all'interno della Raffineria;
- Analisi delle condizioni meteo-climatiche per la diffusione degli odori;
- Identificazione dei recettori potenzialmente sensibili.

La localizzazione dei punti di monitoraggio (compresi i recettori esterni potenzialmente sensibili) e l'identificazione/tipologia delle classi di sostanze potenzialmente odorigene presenti in Raffineria è ampiamente descritta nel suddetto Piano di Monitoraggio delle emissioni odorigene REV. 02.

Con riferimento allo schema a blocchi dell'Allegato A.25, le principali fasi dalle quali il Gestore ritiene possano originarsi potenziali emissioni odorigene sono le seguenti: Fase 1, Fase 3, Fase 4.

Il principale sistema di contenimento delle emissioni odorigene implementato dalla Raffineria per la minimizzazione delle emissioni odorigene è rappresentato dall'intervento di copertura delle vasche TAE ultimato nel mese di aprile 2014. Inoltre, in specifiche aree di Raffineria sono presenti specifici impianti finalizzati al recupero dei vapori provenienti dalle fasi di caricamento autobotti, dai serbatoi (bitumi e olio combustibile), dal caricamento delle navi cisterne presso il Terminale Marittimo (Pontile) della Raffineria.

In Allegato E.10, il Gestore fornisce il "piano di monitoraggio delle emissioni odorigene - Rev 3" del Luglio 2016. Di seguito si riporta una sintesi dei contenuti del suddetto piano di monitoraggio.

L'impostazione metodologica del piano è analoga a quella del precedente documento rev. n. 2; l'attuale revisione n. 3 differisce solamente per quanto attiene al monitoraggio dei recettori esterni allo stabilimento. In particolare, nel documento i punti di campionamento delle emissioni odorigene sono tutti ubicati all'interno del perimetro dello stabilimento in quanto punti di monitoraggio esterni che producono informazioni sulla stato dell'ambiente esterno al sito dell'installazione non sono ritenuti di competenza del Gestore in quanto non relative al funzionamento dell'impianto (DM-274 del 16.12.2015 allegato 2 punto 18).

Il Gestore dichiara che sono previste campagne di monitoraggio su base trimestrale; ogni campagna prevede il campionamento in 2 giornate diverse al fine di poter considerare gli scenari differenti di diffusione degli odori anche in funzione dei diversi regimi di vento identificabili, e per quanto possibile, come "worst-case" e "best-case".

La seguente tabella fornisce un quadro di sintesi relativo alle classi di sostanze potenzialmente odorigene individuate dal Gestore.

Sostanza	Classi di composti
Grezzo	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
GPL/Fuel Gas	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
Nafte	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
Sostanza	Classi di composti
Benzine	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
Kerosene	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
HC vari per analisi di laboratorio	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
Sode esauste	COV - H <sub>2</sub> S - RSH
Acque reflue	COV - H <sub>2</sub> S - RSH - NH <sub>3</sub>

Per ciascuna classe il Gestore ha proceduto all'individuazione delle singole sostanze riconosciute in letteratura come potenzialmente odorigene. In particolare, tale selezione è stata effettuata sulla base delle informazioni contenute nelle Linee Guida APAT "Metodi di misura delle emissioni olfattive" - 2003 (Appendice "Limiti di Soglia").

Di seguito sono riportate le unità, individuate dal Gestore, che, durante le fasi di normale funzionamento processano, mobilitano o stoccano le sostanze identificate come odorigene in base al proprio odor index (O.I.).

In considerazione dello specifico ciclo produttivo della Raffineria, le potenziali sorgenti individuate sono le seguenti:

- impianti di processo;
- impianto di trattamento acque reflue;

- serbatoi di stoccaggio;
- aree di movimentazione prodotti.

La seguente tabella presentata dal Gestore associa ad ogni categoria di sorgente identificata il tipo di preparato odoroso processato, mobilitato o stoccato.

Potenziale sorgente	Preparato
Impianti di processo (pompe e compressori, prese campione, spurghi, valvole e giunti flangiati).	Petrolio grezzo, GPL, Fuel Gas, Nafte, Benzine, Kerosene, Sode esauste, Acque reflue.
Impianto di trattamento acque reflue (vasche di sollevamento, vasche di collettamento, separatori API, separatori PPI, trattamento fisico-chimico, trattamento biologico, trattamento fanghi).	Petrolio grezzo, Nafte, Benzine, Kerosene, Sode esauste, Acque reflue.
Serbatoi di stoccaggio (interspazio fra le tenute del tetto galleggiante, guide di supporto del tetto, tubi di campionamento).	Petrolio grezzo, Nafte, Benzine, Kerosene.
Aree di movimentazione prodotti (bracci di carico).	Petrolio grezzo, GPL, Benzine, Kerosene.

Infine nella seguente tabella sono presenti i punti di monitoraggio individuati dal Gestore.

COORDINATE WGS84		
Sorgente odorigena	NORD	EST
1 - Serbatoio T6003	4 484 728,197	685 735,680
2 - Serbatoio T3005	4 484 139,810	685 346,894
3 - Serbatoio T9301	4 483 460,648	685 696,221
4 - Serbatoio T3104	4 484 309,970	685 866,308
5 - Serbatoio T3216	4 483 443,237	685 759,789
6 - Serbatoio T3118	4 483 847,886	686 126,722
7 - Pensiline di Carico Autobotli Area Extrarete	4 484 610,734	686 311,822
8 - Varco 7 presso Area Rete	4 484 652,233	686 706,183
9 - Varco Pontile di Raffineria	4 483 367,669	685 761,034
10 - Idrante n. 80 presso Area Rete	4 484 641,906	686 573,066
11 - Area presso Ex Stabilimento GPL	4 485 553,590	685 819,740
12 - Area Sud - Ovest Raffineria	4 483 546,220	685 341,330

E' attualmente in fase istruttoria, e ricompreso nel presente provvedimento di Riesame complessivo, il Riesame relativo, fra le altre cose, al "Piano di monitoraggio delle emissioni odorigene" e all'analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione (procedimento istruttorio ID 42/575 avviato con nota prot.DVA-2013-0015310 del 28/06/2013) (cfr paragrafo 9.1.5 b) "Monitoraggio delle emissioni odorigene e interventi di mitigazione").

Il Gestore, nell'integrazione all'Allegato E10 consegnato *brevi manu* nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, ha fornito una descrizione degli interventi di mitigazione adottati in Raffineria per la prevenzione e il contenimento delle emissioni odorigene, evidenziando i benefici ottenuti.

Relativamente alle emissioni odorigene fuggitive, l'azione di contenimento è stata realizzata mediante l'attuazione del programma LDAR, mentre per le emissioni diffuse l'intervento ha riguardato la copertura delle vasche dell'impianto TAE (trattamento acque di Stabilimento); tali interventi sono stati eseguiti entrambi in ottemperanza a specifiche prescrizioni dell'AIA 2010.

#### *Emissioni fuggitive – Monitoraggio LDAR*

Per quanto attiene al monitoraggio delle emissioni fuggitive di VOC, è stato avviato a partire dall'anno 2010, il protocollo di monitoraggio LDAR (Leak Detection And Repair) metodo EPA 21, basato sulla catalogazione e monitoraggio estensivo dei "leakers" (sorgenti di emissioni fuggitive), nonché sulla successiva riparazione degli stessi al fine di minimizzare la presenza di tali emissioni. Le campagne di monitoraggio vengono effettuate dalla Raffineria con frequenza semestrale su tutti i componenti degli impianti di processo oggetto del censimento estensivo.

La finalità di tale attività è quella di rintracciare le sorgenti in divergenza rispetto alla Leak Definition (soglia pari a 10.000 ppmv), per conseguire una riduzione dei VOC a seguito della loro riparazione.

In particolare, la Raffineria è tenuta a monitorare – tra le altre cose – l'indice di performance del programma LDAR (c.d. indice di divergenza), definito come rapporto percentuale tra il numero di sorgenti fuori soglia ed il numero totale di sorgenti monitorate. A tal proposito, si evidenzia che nel corso degli ultimi anni l'indice di divergenza, a parità di sorgenti monitorate, si è notevolmente ridotto e ciò a conferma dell'efficacia degli interventi di riparazione svolti presso i componenti divergenti ed in linea con il miglioramento continuo che la Raffineria sta attuando in tale ambito.

Di seguito si riportano i valori medi annuali degli indici di divergenza rilevati nel corso dell'ultimo triennio 2013- 2015.

Anno 2013	Anno 2014	Anno 2015
0,57%	0,43%	0,31%

#### *Copertura vasche impianto TAE*

Il Gestore dichiara che l'intervento di copertura delle vasche dell'impianto TAE era previsto tra quelli di mitigazione degli impatti olfattivi. Tale intervento, come già comunicato dalla Raffineria di Taranto agli Enti Competenti, si è concluso nel mese di APR 2014.

Il Gestore precisa che la Raffineria, nelle more del completamento del suddetto intervento, ha installato un sistema di coperture "temporanee" costituite da pannelli fotocatalitici in biossido di titanio e carboni attivi, in grado di minimizzare, per quanto possibile, le emissioni odorigene eventualmente riconducibili ai TAE.

La successione temporale degli interventi di copertura delle vasche TAE, permette di individuare tre periodi significativi ai fini della valutazione oggettiva dell'efficacia di tale intervento di mitigazione delle emissioni odorigene:

- 1°. Periodo: vasche impianti TAE prive di coperture;
- 2°. Periodo: vasche impianti TAE dotate di copertura "temporanee";

3°. Periodo: completamento intervento definitivo di copertura vasche impianti TAE avvenuto nel mese di APR 2014

Pertanto, da un'analisi globale dei risultati dei monitoraggi olfattometrici effettuati dal Gestore tramite Laboratorio Esterno Accreditato, si riscontra che i valori medi delle concentrazioni di odore in corrispondenza dei punti di monitoraggio prossimi alle vasche TAE, riportate nei relativi report (esprese in UO/m<sup>3</sup>), evidenzino in generale – e relativamente ai periodi temporali di osservazione “ante” e “post” realizzazione coperture – una tendenziale riduzione di quanto misurato, aspetto che sottende un miglioramento a valle del completamento dell'intervento.

Di seguito si riporta una tabella di sintesi dei valori medi relativi al periodo “ante operam” (anno 2011) e “post operam” (anno 2015).

Identificazione punti di monitoraggio	Anno 2011 (UO/m <sup>3</sup> )	Anno 2015 (UO/m <sup>3</sup> )
Serbatoio T6003 (nei pressi delle Vasche TAE A)	85	35
Serbatoio T3005 (nei pressi delle Vasche TAE B)	101	32
Serbatoio T9301 (nei pressi delle Vasche TAE C)	69	32

### 5.11 Altre tipologie di inquinamento

Dalla scheda B.16 “Altre tipologie di inquinamento” emerge quanto segue.

#### Elettromagnetismo:

Il Gestore dichiara che in Raffineria non sono presenti rilevanti fonti di emissioni elettromagnetiche in quanto:

- non ci sono linee aeree di alta tensione;
- l'elettrodotto (l'insieme delle linee elettriche, dei collegamenti delle sottostazioni e delle cabine di trasformazione) è quasi totalmente interrato;
- le linee di trasmissione che risultano fuori terra solo per tratti minimali sono in corrispondenza delle apparecchiature, delle sale macchine e delle sale controllo; in tali tratti esse sono schermate.

La valutazione dei campi elettromagnetici a bassa ed alta frequenza, eseguita nel mese di marzo 2009 dall'Unità ENI-RADI, presenta valori inferiori ai limiti di legge (ex D.P.C.M. 23/04/92, D.M. 381/98, D.P.C.M. 08/07/03, norme CEI).

#### PCB:

La Raffineria di Taranto provvede ad effettuare specifiche analisi di caratterizzazione degli oli presenti in tutti i trasformatori di Raffineria.

Nello specifico, il Gestore dichiara che tali analisi hanno accertato una concentrazione di PCB ampiamente al di sotto dei limiti previsti per legge e pari a 50 mg/kg.

#### Amianto:

Il Gestore dichiara che nel mese di maggio 2015 è stato verificato, da parte della ASL di Viterbo, lo stato di conservazione dei materiali contenenti amianto (MCA) di Raffineria. Al 31/12/2015 risulta una quantità stimata in Raffineria pari a circa 886,5 kg come da relazione SPESAL riferita per i dati 2015. Il Gestore precisa che presso l'area dell'ex Stabilimento GPL di Taranto tale materiale non risulta più essere presente dal 2004.

Analogamente, per quanto attiene la centrale Termoelettrica a maggio 2015 è stata effettuata una verifica da parte dell'ASL di Viterbo sullo stato di conservazione dei MCA. Il Gestore dichiara che, al 31/12/2015, la quantità stimata di MCA risulta pari a 9,5 kg.

FCR:

Per quanto riguarda le Fibre Ceramiche Refrattarie (FCR), presenti nelle apparecchiature di Raffineria e GPL Taranto per un totale di 25.640 kg, il Gestore dichiara che l'ultimo censimento condotto ad agosto 2007 dall'ASL di Viterbo ha evidenziato la presenza di materiale sostanzialmente in buone condizioni e sotto controllo.

Vibrazioni:

Nel Luglio 2011 è stata condotta dall'Università di Bari (Cattedra di Medicina del Lavoro) un'indagine igienico-ambientale al fine di valutare il rischio da vibrazioni a cui potrebbero essere esposti i lavoratori della Raffineria di Taranto. Sono stati valutati tre tipi di esposizione (Corpo intero, Mano-braccio e incrociate) e il Gestore dichiara che i valori misurati sono risultati di molto inferiori ai valori di azione previsti dalla normativa vigente (D.Lgs. 81/08).



## **6. MODIFICHE PROPOSTE DAL GESTORE RISPETTO ALL'ASSETTO AUTORIZZATO**

All'interno delle Schede C della domanda di AIA, il Gestore ha presentato richiesta per alcune modifiche rispetto all'assetto attualmente autorizzato, da ricomprendere nel presente procedimento di Riesame complessivo.

Nello specifico, l'intervento di modifica per il quale il Gestore intende richiedere l'autorizzazione consiste nell'adeguamento alla BAT 49 dei serbatoi a tetto fisso contenenti idrocarburi per i quali attualmente non è presente un sistema di captazione dei vapori. In particolare il nuovo sistema di captazione vapori sarà realizzato relativamente ai serbatoi a tetto fisso T5241 e T5242 contenenti idrocarburi con conseguente realizzazione di nuovo punto di emissione S13.

Si riporta la descrizione dell'intervento fornita dal Gestore nella Scheda C.6 allegata alla nota di integrazioni RAFTA/DIR/RP/416 del 22/12/2016, acquisita al prot.DVA-0031084/2016 del 23/12/2016.

Il sistema di aspirazione e di abbattimento vapori, progettato per i serbatoi di Olio Combustibile T-5241, T-5242, ha lo scopo di convogliare i flussi di gas e vapori che si formano nel corso di attività operative e di trattarli eliminando sia i trascinalenti liquidi sotto forma di nebbie, sia i gas idrocarburici inquinanti, così da scaricare in atmosfera un flusso gassoso pulito (essenzialmente aria).

L'unità è progettata per l'eliminazione di nebbie, vapori e gas emessi da sistemi di stoccaggio.

L'unità è costituita dai seguenti componenti:

- Pre-filtro (item S-52X1)
- Abbattitore di nebbie (item S-52X2)
- Filtro a carbone attivo (item S-52X3)
- Soffiante (K-52XX)

Il cuore del sistema consiste in un abbattitore di nebbie, che è progettato per raccogliere particelle dell'ordine dei submicron o più grandi, con alta efficienza. L'abbattitore rimuove essenzialmente il 100% delle particelle sopra i 3 Micron ed il 99% delle particelle liquide al di sotto dei 3 Micron.

La perdita di carico nell'abbattitore di nebbie è di 300 mm c.a. all'avviamento, cioè quando sui corpi filtranti non sono ancora presenti particelle solide insolubili in idrocarburi.

Le nebbie organiche (usualmente oli basso bollenti) saranno continuamente drenati dall'abbattitore e raccolti nella sezione di fondo del sistema.

L'abbattitore è seguito dall'assorbimento a Carboni Attivi, per rimuovere con alta efficienza i Composti Organici Volatili (COV) non condensati e rimossi dall'abbattitore. Nel caso in cui i vapori contengano oli alto-bollenti ed asfalti, questi saranno raccolti nell'abbattitore ma non saranno drenati in continuo dal filtro causando inoltre, un incremento della caduta di pressione. Queste sostanze possono essere rimosse utilizzando un opportuno solvente, che potrebbe essere del gasolio. Il solvente viene spruzzato nella corrente gassosa dopo il pre-filtro attraverso un orifizio. Le particelle di solvente nebulizzate dissolvono all'interno dell'abbattitore i composti alto-bollenti. Il solvente con i composti disciolti viene facilmente drenato dall'abbattitore. Il risultato è una diminuzione della caduta di pressione. In funzione dell'ammontare dei materiali insolubili raccolti dal filtro, la caduta di pressione si riattesta più o meno al livello originale. Dopo questo lavaggio "on situ" la perdita di carico deve ritornare al valore di progetto (300 mm c.a.) o al valore iniziale prima dell'incremento; se il valore della perdita di carico rimane alto si rende necessaria la rimozione dei corpi filtranti ed il loro lavaggio all'esterno dell'unità per l'eliminazione dalla superficie di quei solidi insolubili nel gasolio.

Alternativamente all'installazione del sistema di pulizia con spray del solvente, l'elemento può essere rimosso dal recipiente e lavato esternamente con un solvente apposito. Il solvente dovrebbe essere drenato completamente dall'elemento prima della re-installazione nel recipiente.

Per il buon funzionamento della sezione di trattamento del flusso gassoso dai serbatoi, l'unità è provvista anche di un sistema di pulizia del pre-filtro e dell'abbattitore di nebbie e di un sistema di drenaggio dei liquidi accumulati sul fondo dell'abbattitore.

Il sistema P-52X1 di drenaggio liquidi dal fondo dell'abbattitore è costituito da una pompa con funzionamento intermittente in quanto azionata da un interruttore di livello, che provvede a trasferire tutti i liquidi nel recipiente di accumulo V-52X1.

L'abbattitore di nebbie provoca la coalescenza delle particelle liquide che vengono così raccolte in flusso liquido continuo sul fondo dei corpi filtranti e di qui drenate sul fondo dell'abbattitore.

I corpi filtranti sono dei cilindri verticali la cui superficie laterale fa da superficie filtrante, che consente solo il passaggio di gas.

- Il pre-filtro, installato a monte dell'abbattitore di nebbie, ha la funzione di ridurre il carico di particelle liquide e solide sullo stesso abbattitore. Pertanto il pre-filtro intercetta gocce e particelle solide di dimensioni notevolmente superiori a quelle delle particelle eliminate dall'abbattitore; per questo i suoi corpi filtranti sono facilmente ricambiabili.
- Il filtro a carbone attivo invece, installato a valle dell'abbattitore di nebbie, ha la funzione di separare dalla corrente gassosa i composti organici volatili (COV) non filtrati.

La soffiante ha la funzione di far circolare il flusso gassoso proveniente dai serbatoi attraverso i tre filtri descritti e di scaricarlo pulito nell'atmosfera tramite una condotta. La portata della soffiante è regolata da una valvola a farfalla posta sulla sua aspirazione.

Segue la descrizione delle varie sezioni d'impianto citate dal Gestore.

### **Sezione di pre-filtrazione nell'alloggio**

Il pre-filtro ha un'armatura facilmente rimovibile che contiene degli elementi filtranti. Il pre-filtro, richiede periodiche sostituzioni delle fibre di vetro.

### **L'abbattitore di nebbie e filtro a carbone attivo**

Il cuore del sistema sono gli eliminatori di nebbia costituiti da letti di fibre filtranti altamente efficienti per l'eliminazione di aerosol. Gli eliminatori di nebbia sono imbullonati su una piastra tubiera. Gli organici raccolti sono drenati dentro la sezione di fondo dell'alloggio. Il recipiente che contiene gli elementi del letto filtrante segue il modulo pre-filtro. L'elemento è montato su una piastra tubiera. L'elemento filtrante consiste in un'unità cilindrica riempita di fibre all'interno, con una flangia di supporto al TOP ed un sifone al BOTTOM.

Il carico di "nebbia d'olio" entra nell'elemento perifericamente ed il gas "pulito" viene scaricato fuori dal centro dell'elemento, attraverso il TOP del recipiente. Il liquido raccolto, fluisce nel letto di fibre verso il fondo dell'elemento filtrante e attraverso il drenaggio, verso il fondo del recipiente. Questo liquido raccolto nel fondo, viene poi drenato dal recipiente attraverso la gamba della tenuta esterna. L'uscita del recipiente contenente l'abbattitore di nebbie è collegata all'unità a Carboni attivi che, rimuove con alta efficienza i Composti Organici Volatili (COV) che non sono stati condensati e rimossi dall'Abbattitore.

Il gas passa attraverso la valvola di tiraggio della soffiante (un ventilatore a pressione) collegata direttamente ad un motore. Un silenziatore può essere usato per ridurre la rumorosità.

Il liquido raccolto drena dall'elemento, grazie ad un sifone che, permette al liquido di drenare, vincendo il vuoto prodotto dalla soffiante.

### **Ventilatore**

Il ventilatore e relativo motore sono progettati per operare continuamente e necessiteranno di un minimo di manutenzione. Il ventilatore è accoppiato ad un controllore delle palette per aggiustare il flusso di gas ed adattarlo alle richieste. Se il rumore è un problema particolare, può essere installato un silenziatore.

### **Sistema Spray**

Durante il tempo, sostanze solide solubili o semi-solubili possono accumularsi sulla superficie degli eliminatori di nebbie causando un incremento nella caduta di pressione ed eventualmente riducendo il flusso di gas. Un sistema di orifizi è realizzato all'interno dell'alloggiamento per consentire la pulizia degli elementi filtranti in situ. I solidi insolubili non possono essere rimossi e si accumuleranno nel letto filtrante, causando un graduale incremento della caduta di pressione negli elementi filtranti.

### Strumentazione

Indicatori di temperatura e misuratori di pressione differenziale sono realizzati per consentire il monitoraggio del sistema durante l'operatività.

### Collettore di aspirazione, diluizione e scarico

Il sistema è costituito da:

- Un collettore principale di diametro opportunamente dimensionato che costituisce l'alimentazione dell'unità di trattamento; su detto collettore sono convogliati i vapori provenienti dai serbatoi T-5241, T-5242; nella parte terminale sul collettore è realizzato un bocchello  $\varnothing 2''$  per l'eventuale installazione di un misuratore della velocità del gas necessario per la misura della portata di gas nel collettore;
- Una condotta di immissione aria di diluizione;
- Un dreno di raccolta delle condense formatesi nel collettore principale che drenano nel recipiente di accumulo condense V-52X1 realizzato immediatamente prima dell'ingresso all'unità;
- Una condotta di scarico flusso gassoso in atmosfera.

### Sistema di smaltimento drenaggi

Le condense che si accumulano nel recipiente V-52X1 vengono trasferite a mezzo della pompa P-52X2 nel serbatoio più vicino. Il funzionamento della pompa è affidato ad un interruttore di alto e basso livello.

### Basi di progetto

Gas esausto proveniente da: serbatoi di stoccaggio T-5241/T-5242

Tipo Nebbie: Nebbie d'olio + vapori

Carico Nebbie:  $1000 \text{ mg/Nm}^3$  (dato da confermare. in fase di Basic Design)

Flusso di gas totale (diluito):  $7500 \text{ Nm}^3/\text{h}$  (da da confermare. in fase di Basic Design)

Temperatura gas (dopo diluizione):  $45^\circ\text{C}$

Pressione Gas: atmosferica

### Unità a carboni attivi

L'unità consiste in un recipiente in acciaio al carbonio.

CAPACITA' DI FLUSSO	mc/h	7500 (da conf. in fase di Basic Design)
VOLUME CARBONE ATTIVO	mc	22 (da conf. in fase di Basic Design)
TEMPERATURA OPERATIVA	$^\circ\text{C}$	50
CADUTA DI PRESSIONE	Mm H <sub>2</sub> O	200-300

Il Gestore dichiara che l'impianto di aspirazione ed abbattimento vapori di Olio Combustibile sarà realizzato in conformità allo schema di flusso (Allegato 1 alla scheda C.6) che sarà da confermare in fase di Basic Design.

Lo skid sarà posizionato come indicato nel lay-out (Allegato 2 alla scheda C.6) da confermare in fase di Basic Design.

Di seguito si riportano le caratteristiche del nuovo punto di emissione S13 fornite dal Gestore nella scheda C.7.2.

C.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)															
Sfiati in atmosfera															
Camino o condotta	Unità di provenienza	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Modalità di determinazione (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )					Concentrazione misurata rappresentativa <sup>1</sup>		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (es. t/a, kg/mese, kg/h)		Flusso di massa misurato/calcolato rappresentativo (es. t/a, kg/mese, kg/h)	
					Misura in continuo		Misura discontinua		% O <sub>2</sub>	(mg/Nm <sup>3</sup> )	% O <sub>2</sub>	al camino	più camini/intera installazione	al camino	più camini/intera installazione
					dato misurato	base temporale mg/h	Dato misurato	Frequenza <sup>2</sup>							
S13	Unità recupero vapori serbatoi OC	n.d. <sup>1</sup>	M	H <sub>2</sub> S	-	-	5	(s-m)	-	5	-	-	-	n.a	-
				Idrocarburi Totali	-	-	10.000	(s-m)	-	10.000	-	-	-	-	n.a

NOTA:

<sup>1</sup>: Le coordinate e la portata del nuovo punto di emissione saranno definite in fase progettuale e confermate in fase di realizzazione

Il Gestore dichiara che la nuova installazione determinerà una minima produzione di rifiuti derivanti dalla sostituzione periodica dei carboni attivi granulari della sezione di filtrazione, che verranno pertanto gestiti come rifiuto (CER 061302\*) e smaltiti presso impianti esterni autorizzati.

Il Gestore prevede una produzione di 10 t/anno del rifiuto individuato che saranno conferite all'interno dell'area A4 in regime di deposito temporaneo.

Il Gestore prevede la conclusione dell'intervento entro 24 mesi dal rilascio del decreto autorizzativo di cui al presente Riesame.

## 7. ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI

### 7.1 Aria

Il Allegato D.6 il Gestore ha presentato una relazione relativa all'identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in aria e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione.

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate nel suddetto studio, nelle condizioni conservative in cui sono state eseguite, ovvero considerando tutti i camini della Raffineria alla massima capacità produttiva e funzionanti costantemente a pieno carico per tutto, il Gestore dichiara che non si verifica alcun superamento dei limiti di legge stabiliti dal D.Lgs. 155/2010 per tutti gli inquinanti considerati (SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, polveri e CO) e sull'intero dominio di calcolo.

Il Gestore ritiene che il contributo aggiuntivo che la Raffineria determina al livello di inquinamento nell'area geografica interessata (CA) risulti minore del corrispondente requisito di qualità ambientale (SQA) per tutti gli inquinanti.

### 7.2 Acqua

In allegato D.7 alla nota di integrazioni trasmessa dal Gestore con nota RAFTA/DIR/RP/416 del 22/12/2016 e acquisita al prot.DVA-0031084/2016 del 23/12/2016, il Gestore ha riportato i risultati delle simulazioni effettuate per la determinazione degli effetti delle emissioni in acqua degli scarichi idrici della Raffineria ENI S.p.A. di Taranto e il confronto con gli Standard di Qualità ambientale (SQA).

In particolare prendendo in considerazione la caratterizzazione chimica delle emissioni in acqua della Raffineria e confrontandoli con gli SQA espressi dalla normativa, sono stati selezionati dal Gestore gli inquinanti di interesse per i quali è definito un Standard di Qualità ambientale (SQA), riportati nella seguente tabella.

Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi del D. Lgs. 172/2015		
	Tab 1/A -	SQA-MA (altre acque di superficie) [µg/l]	SQA-CMA (altre acque di superficie) [µg/l]
Cadmio	PP	0,2	0,45 (1)
Mercurio e suoi composti	PP	-	0,07
Nichel e composti	P	8,6	34
Piombo e composti	P	1,3	14
Benzene	P	8	50
Inquinanti	Tab 1/B	SQA-MA (altre acque di superficie) [µg/l]	SQA-MA (altre acque di superficie) [µg/l]
Arsenico	-	5	-
Cr Totale	-	4	-
Toluene	-	1	-
<p>SQA - MA: standard di qualità ambientale espresso come concentrazione media annua                      SQA - CMA: standard di qualità ambientale espresso come concentrazione massima ammissibile</p>			
<p>Nota:                      (1) Per il cadmio e composti i valori degli SQA variano in funzione della durezza dell'acqua classifi cata secondo le seguenti cinque categorie: classe 1: &lt; 40 mg CaCO<sub>3</sub> /l, classe 2: da 40 a &lt; 50 mg CaCO<sub>3</sub> /l, classe 3: da 50 a &lt; 100 mg CaCO<sub>3</sub> /l, classe 4: da 100 a &lt; 200 mg CaCO<sub>3</sub> /l e classe 5: ≥ 200 mg CaCO<sub>3</sub> /l. Non essendo note le concentrazioni di CaCO<sub>3</sub> del corpo idrico recettore (Mar grande) si è conservativamente considerata la concertazione limite più bassa.</p>			

L'analisi della dispersione degli inquinanti nell'ambiente marino è stata condotta dal Gestore per le emissioni dello scarico A di Raffineria, in quanto unico collettore degli scarichi di processo della Raffineria, significativi in termini di portata e di carico inquinante. Tale scarico si immette nel Mar Grande all'interno del Golfo di Taranto.

Lo scarico 1 relativo allo stabilimento GPL non è stato oggetto di simulazione in quanto il Gestore ritiene che l'entità delle portate e delle concentrazioni allo scarico sono da considerarsi trascurabili rispetto a quelle esistenti nello Scarico A e soprattutto tali emissioni confluiscono nel canale di collettamento del Consorzio Industriale locale nel quale confluiscono anche altri scarichi industriali.

Nella successiva Tabella sono riassunti i parametri più significativi utilizzati dal Gestore per la simulazione considerando le condizioni alla massima capacità produttiva.

Scarico A		
Parametro	Valore	Unità di Misura
Portata	13617	m <sup>3</sup> /h
	3,78	m <sup>3</sup> /s
Temperatura*	27,2	°C
Densità	1022,5	Kg/l
Larghezza della sezione dello scarico A	14,8	m
Nota:		
* Le temperature dell'acqua allo scarico A sono state misurate dalla Raffineria nell'ambito dei controlli periodici; il valore qui riportato è da intendersi come valore medio		

La successiva tabella fornita dal Gestore riporta le concentrazioni degli inquinanti allo Scarico A per i parametri considerati. Tali valori rappresentano le concentrazioni corrispondenti delle emissioni rilasciate dal suddetto scarico alla Massima Capacità Produttiva e sono state calcolate sulla base delle seguenti valutazioni effettuate sui diversi contributi e sulle diverse caratteristiche degli scarichi parziali che convogliano allo Scarico A.

In sintesi:

- per gli scarichi parziali UB e WR sono state assunte le concentrazioni massime allo scarico previste dal decreto D. Lgs 152/2006 e dalle BAT;
- per scarichi parziali SC1, SC2-1, SC2-2, SC3-1, SC3-2, SC3-3, AR, sono state effettuate alcune valutazioni sia in merito alle caratteristiche dell'acqua in entrata allo stabilimento sia alle concentrazioni monitorate agli scarichi parziali (SC1, SC2-1, SC2-2, SC3-1, SC3-2, SC3-3, AR).

Il Gestore precisa che le simulazioni sono state condotte per gli inquinanti, riportati nella tabella, per i quali è definito un Standard di Qualità ambientale (SQA) e che non sono stati considerati altri analiti monitorati in quanto non pertinenti (assenza di SQA).

Inquinanti	[µg/l]
Cadmio	0,7
Mercurio e suoi composti	0,2
Nichel e composti	20
Piombo e composti	3
Benzene	10
Arsenico	10
Cr Totale	8
Toluene	3

La successiva tabella fornita dal Gestore riporta i risultati ottenuti dalle simulazioni effettuate per lo scarico A per i quali si è valutata la dispersione degli inquinanti emessi dalla raffineria alla massima capacità produttiva.

Inquinanti	Concentrazione all'emissione [µg/l]	SQA MA [µg/l]	SQA CMA [µg/l]	Distanza entro il quale è rispettato il SQA [m] **	
				MA	CMA
Cadmio	0,7	0,2	0,45	312	40
Mercurio e suoi composti	0,2	-	0,07	-	191
Nichel e composti	20	8,6	34	100	11*
Piombo e composti	3	1,3	14	100	11*
Benzene	10	8	50	40	11*
Arsenico	10	5	-	70	-
Cr Totale	8	4	-	70	-
Toluene	3	1	-	221	-
<p>Note.            (*) SQA rispettato già pochi metri dall'emissione. 11metri di distanza dal punto di emissione rappresenta la distanza minima valutata dallo studio modellistico a valle della prima diluizione.            (**) nelle impostazione della simulazione effettuata la distanza dal punto di scarico è stata discretizzata intervalli definiti.</p>					

Sulla base dei risultati ottenuti il Gestore dichiara che, per tutti gli inquinanti simulati che prevedono uno standard di qualità CMA (concentrazione massima ammissibile), la concentrazione limite nel corpo idrico è raggiunta entro i primi 100 m dal punto di scarico ad esclusione del mercurio per il quale è raggiunta entro i primi 200 m.

In merito al confronto con gli standard di qualità (MA) il Gestore rileva che per tutti gli inquinanti analizzati, entro i primi 300 m circa dallo scarico è rispettato lo standard di qualità.

In ultima analisi il Gestore dichiara che la diluizione dello scarico A, simulato alla massima capacità produttiva, è tale da ottenere un rispetto dei limiti SQA-MA entro le prime centinaia di metri (entro circa 300 m) mentre gli SQA-CMA sono rispettati nelle immediate vicinanze dello scarico e al più entro primi 200 m.

### 7.3 Rumore

In allegato D.8 alle integrazioni consegnate *brevi manu* dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore ha riportato la valutazione di impatto acustica redatta a ottobre 2016.

A valle delle analisi e dei rilievi fonometrici svolti, il Gestore dichiara che (in corsivo le dichiarazioni del Gestore):

- *Valori limite di accettabilità ai sensi del D.P.C.M. 01/03/1991: le risultanze del monitoraggio svolto, sulla base delle premesse che le fonti sonore della raffineria siano stazionarie, evidenziano livelli sonori (rilevati in prossimità del confine della raffineria) inferiori ai valori limite di accettabilità previsti dall'art. 6 del D.P.C.M. 01/03/1991: l'area in cui è ubicata la raffineria ricade nella zona*

definita "Zona esclusivamente industriale" [70 dB(A) diurno e 70 dB(A) notturno]. A scopo cautelativo, per i punti di misura dove sono stati eseguiti più rilievi fonometrici in periodo diurno, è stato utilizzato il livello sonoro più alto.

Dal momento che non sono stati evidenziati superamenti indotti dalle sorgenti specifiche della raffineria, non sono da prevedere interventi di mitigazione; le attività di monitoraggio del rumore procederanno con la frequenza indicata nel PMA Rev. 3 del 21/10/2013 e nel PMC-AIA vigente della Raffineria.

- Valori limite del rumore stradale ai sensi del D.P.R. 30/03/2004 n° 142: la situazione attuale evidenzia un superamento dei valori limite del rumore stradale presso il Ricettore 2 e il Ricettore 3 sia in periodo diurno sia in periodo notturno. Tale superamento deriva esclusivamente dal traffico esistente sulla S.S. Jonica n° 106 per il Ricettore 2 e sulla S.S. Appia n° 7 per il Ricettore 3. In ogni caso, si evidenzia che i livelli sonori misurati sono in linea con quelli dei precedenti monitoraggi eseguiti. Inoltre, nel periodo oggetto dei monitoraggi non si sono registrati aumenti di traffico dei mezzi pesanti sia in uscita dal Varco 3 della Raffineria (dedicato specificatamente al progetto "Tempa Rossa") sia in corrispondenza della viabilità esterna, in quanto durante le attività di monitoraggio acustico non erano in corso trasporti di terreno verso l'esterno della Raffineria nell'ambito del progetto "Tempa Rossa".

#### **7.4 Riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità**

In allegato D.9 alle integrazioni consegnate *brevi manu* dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore ha riportato le proprie valutazioni in merito alla riduzione, recupero ed eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità.

Così come già descritto, la Raffineria non possiede aree di stoccaggio preliminare dei rifiuti di cui agli allegati B e C alla parte IV del D.lgs. 152/06 e s.m.i., ma dispone di aree di deposito temporaneo rifiuti la cui gestione viene effettuata, tra le altre cose, con le modalità previste dall'art. 190, comma 1 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. ed art. 183, comma m, punto 2 del D. Lgs. 4/2008.

Il Gestore dichiara che l'obiettivo della Raffineria, nell'ambito della propria gestione operativa, è quello di valutare, per quanto possibile, tutte le potenziali alternative atte a determinare la minimizzazione della produzione di rifiuti con conseguente recupero delle materie nel ciclo produttivo di Stabilimento. Pertanto, tutti i reparti/unità che prevedono cicli operativi con produzione di rifiuti speciali, devono massimizzare l'efficienza dei cicli produttivi al fine di minimizzare le quantità di rifiuti prodotti.

In ogni caso, per quanto attiene l'*eliminazione dei rifiuti e verifica di accettabilità*, il Gestore dichiara che tutti i rifiuti speciali prodotti in Raffineria vengono destinati ad operazioni di recupero/smaltimento presso impianti esterni autorizzati, previa caratterizzazione analitica effettuata a cura di Laboratorio Esterno Accreditato conformemente alle norme di settore vigenti. Nessun rifiuto viene pertanto smaltito internamente allo Stabilimento in quanto non sono presenti aree di deposito preliminare autorizzate ai sensi della normativa vigente.

#### **7.5 Utilizzo efficiente dell'energia**

In allegato D.10 consegnato *brevi manu* dal Gestore nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore ha riportato l'analisi energetica effettuata per la Raffineria.

La Raffineria di Taranto nel corso del 2011 ha avviato l'implementazione del Sistema di Gestione dell'Energia (SGE) in accordo con lo standard UNI EN ISO 50001:2011, ed essa ha ottenuto la certificazione nel 2012. Il Sistema di Gestione dell'Energia si applica alle attività delle aree impianti, aree stoccaggio, aree caricamento rete, pontile e campo boe oltre che allo stabilimento GPL di Taranto. Sono attualmente esclusi dal campo di applicazione del SGE la gestione operativa dell'Oleodotto Viggiano (PZ) – Taranto.

Tale sistema, analogamente agli altri sistemi di gestione già implementati in Raffineria, ha come scopo principale quello di migliorare le prestazioni dell'organizzazione attraverso l'ottimizzazione e la definizione di processi standardizzati. Esso sovrintende a tutte le attività ed operazioni svolte nell'ambito del sito che hanno o possono avere effetto sulle prestazioni energetiche della Raffineria.

Il Gestore dichiara che il SGE, in accordo con quanto previsto dalle BAT, consente all'organizzazione:

- di avere un approccio sistemico nella definizione di obiettivi energetici e nell'individuazione degli strumenti adatti al loro raggiungimento;
- di identificare le opportunità di miglioramento;

- di assicurare il rispetto di tutti i requisiti cogenti;
- di ridurre i costi legati ai consumi energetici.

Ed infatti è stata redatta una Diagnosi Energetica iniziale secondo una pinch analisi che tiene conto delle attuali e future integrazioni termiche e dei potenziali recuperi energetici. Il Gestore dichiara che l'esito dell'implementazione di tale sistema è la riduzione dei consumi energetici attraverso le tecniche di manutenzione e di controllo del processo previste dalle BAT (combustione, gestione vapore, individuazione Key Performance Indicator (KPI)).

L'implementazione del Sistema è periodicamente controllata e sottoposta ad audit e verifiche, al fine di assicurare la conformità del Sistema ai principi del miglioramento continuo ed alla riduzione dei consumi. Nell'Allegato D.10, il Gestore ha fornito la Diagnosi Energetica, effettuata nel novembre 2015 sull'intero complesso di Raffineria, ai sensi del D.Lgs. 102/2014 e delle norme tecniche UNI EN 16247 e UNI CEI/TR 11428. Ad esito di tale analisi il Gestore ha individuato due possibili interventi, di seguito riportati, finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica che, data la rilevanza energetica delle utenze coinvolte, riguardano il processo di raffinazione:

1. Installazione analizzatori di CO sui forni di raffineria

Attualmente per misurare la concentrazione di CO nei fumi di combustione si utilizzano analizzatori portatili, non consentendo un monitoraggio continuativo. Inoltre, secondo quanto riportato dal Gestore, in molti forni effettuare tali rilievi è difficoltoso per problemi di accesso ai punti di campionamento. Lo scopo del progetto è l'implementazione di sistemi di monitoraggio in continuo della concentrazione di monossido di carbonio sui forni di Raffineria. Il monitoraggio on-line permetterebbe il miglioramento della gestione della combustione e quindi dei rendimenti della stessa, riuscendo a garantire il minimo eccesso di ossigeno nel rispetto dei limiti della concentrazione di monossido di carbonio.

2. Installazione pulegge motrici, trascinate e cinghie dentate

Scopo del progetto è di installare pulegge e cinghie dentate al posto delle pulegge e cinghie a profilo trapezoidale, in quanto, le prime necessitano di minori interventi di manutenzione, garantiscono un maggior rendimento, maggiore affidabilità e minor rumorosità. L'intervento di sostituzione consentirà un conseguente ritorno in termini di risparmio economico ed energetico e di conseguenza riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera.

## 7.6 Analisi di rischio

In allegato D.11 alla nota di integrazioni trasmessa dal Gestore con nota RAFTA/DIR/RP/416 del 22/12/2016 e acquisita al prot.DVA-0031084/2016 del 23/12/2016, il Gestore ha riportato l'Analisi di Rischio (riferita all'intera installazione IPPC).

Il Gestore premette che la Raffineria di Taranto ha adottato una Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente e Security che, in linea con la Politica Eni S.p.A., esprime l'intendimento di perseguire la prevenzione degli infortuni e degli incidenti rilevanti, l'integrità degli impianti la prevenzione dell'inquinamento e la salvaguardia dell'ambiente. La Raffineria di Taranto intende perseguire i propri obiettivi di prevenzione attuando quanto previsto dal proprio Sistema di Gestione Integrato di salute, sicurezza, ambiente e security adottato in conformità ai requisiti della normativa in materia di incidenti rilevanti e delle norme internazionali ISO 18001, ISO 14001 e EMAS.

Il Gestore dichiara che in tale contesto vengono adottate procedure e istruzioni operative finalizzate alla individuazione degli aspetti ambientali significativi e dei rischi di incidenti rilevanti connessi con la gestione degli impianti di Raffineria ed alla corretta attuazione dei processi di controllo operativo.

Il Gestore dichiara che il sistema di controllo operativo adottato ed attuato permette l'individuazione dei criteri e definisce le modalità per l'affidamento dei compiti ai lavoratori in materia di salute e sicurezza e/o ambiente, definisce le misure organizzative per la partecipazione delle funzioni preposte e prevede la tracciabilità delle attività di sorveglianza, controllo e valutazione delle performance HSE.

Nelle procedure operative vengono definite le modalità di esecuzione delle operazioni e delle attività, sia da parte di addetti dell'Organizzazione, sia da terze persone che agiscono nell'area di pertinenza

dell'Organizzazione che incidono o possono incidere sull'ambiente e che sono significativi per la politica e gli obiettivi dell'Organizzazione.

Il Gestore fornisce alcuni documenti nei quali sono riportati gli scenari incidentali presi in considerazione nel processo di identificazione dei rischi di incidenti rilevanti e il riepilogo degli aspetti ambientali significativi connessi in particolare con le condizioni di emergenza ipotizzabili per l'installazione.

Il Gestore allega inoltre la procedura di identificazione degli aspetti ambientali significativi utilizzata.

In **Allegato 1** al documento il Gestore riporta lo stralcio (rif. Volume I – “*Relazione Generale*”) dell'ultimo aggiornamento del Rapporto di Sicurezza della Raffineria di Taranto (GIU 2015) nel quale si descrivono i criteri/metodi utilizzati per l'individuazione delle ipotesi incidentali dello Stabilimento, nonché la relativa valutazione della frequenza di accadimento degli eventi incidentali mediante alberi di guasto. Inoltre, sempre nella Relazione Generale (rif. Vol. I) sono elencate le tabelle riepilogative delle ipotesi incidentali con le relative frequenze di accadimento (tra le quali sono ricomprese anche quelle richieste dalla Commissione Istruttoria IPPC-AIA).

In **Allegato 2** al documento il Gestore riporta le procedure del Sistema di Gestione Ambientale di Sito denominata “*pro sg hse 001 – Valutazione Aspetti ed Effetti Ambientali*”. Il Gestore dichiara che la Raffineria di Taranto nell'ambito del proprio Sistema di Gestione Ambientale conforme allo standard ISO 14001 ed EMAS, ha elaborato il Registro degli Aspetti Ambientali (cd. REGASP) nel quale – in relazione alla valutazione di ciascun Aspetto Ambientale - viene definita la relativa significatività in termini di potenziali effetti sull'ambiente circostante.

In **Allegato 3** al documento il Gestore riporta uno stralcio del REGASP nel quale sono riepilogati gli Aspetti Ambientali in condizioni di emergenza (condizione riportata con la sigla “E”), ovvero nelle condizioni di potenziali scenari incidentali dello Stabilimento. In particolare il Gestore evidenzia come all'interno di tale documento, tra le altre cose, siano specificatamente richiamati anche gli scenari incidentali definiti nel Rapporto di Sicurezza della Raffineria.

In **Allegato 4** al documento il Gestore riporta, inoltre, lo stralcio della Dichiarazione Ambientale EMAS di Sito (Ed. 2016), nel quale vengono descritti i criteri utilizzati – nell'ambito del SGA – per la valutazione degli Aspetti Ambientali, dei relativi Effetti Ambientali, nonché per la definizione della significatività correlata ad ogni singolo Aspetto Ambientale di Raffineria. Il Gestore riporta, altresì, le modalità di calcolo utilizzate per la definizione del Livello di Significatività dell'effetto ambientale mediante metodo matriciale.

Il Gestore dichiara che dallo stralcio del Registro Aspetti Ambientali si possono trovare i riferimenti degli effetti ambientali conseguenti ad aspetti ambientali quali:

- Movimentazione stoccaggio e trasporto di sostanze pericolose all'interno del sito
- Operazioni ed emissioni di processo
- Aspetti di sicurezza in generale.

In **Allegato 5** al documento il Gestore riporta lo stralcio del Manuale del SGI con l'elenco di procedure gestionali e operative adottate per la corretta gestione degli aspetti ambientali significativi.

## 8. APPLICAZIONE DELLE BAT

Nelle schede D e relativi allegati della documentazione fornita per il presente riesame dell'AIA ai fini dell'adeguamento alle Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili concernenti la raffinazione di petrolio e gas emanate con la Decisione di Esecuzione della Commissione del 9 ottobre 2014 (2014/738/UE) (di seguito anche BATC-refining), il Gestore ha riportato i dettagli delle migliori tecniche disponibili (BAT) che applica o intende applicare all'interno dei processi e attività presenti nella Raffineria, facendo riferimento esclusivamente al documento di BATC- refining.

Si riportano di seguito le informazioni fornite dal Gestore nella schede D e relativi allegati sopra citati.

### 8.1 BAT Generali

Nella scheda D.1.1 il Gestore ha riportato le tecniche generali applicate in raffineria in considerazione delle conclusioni generali sulle BAT descritte nella sezione 1.1 delle BATC-rifining.

Inoltre dalla scheda D.2.1 risulta che l'unica BAT generale non applicata è la BAT 13 che consiste nel ricorso ad una fase supplementare di trattamento degli scarichi idrici al fine di rimuovere ulteriori sostanze organiche o azoto. Secondo il Gestore i livelli di abbattimento garantiti dall'impianto di trattamento esistente e dall'applicazione della BAT 12. (che definisce le tecniche, e relativi livelli di emissione associati (BAT-AEL), necessarie al fine di ridurre il carico inquinante negli scarichi delle acque reflue) sono tali da non rendere necessaria la BAT 13.

Dalle schede D.1.1. e D.2.1 emerge quanto riportato nella seguente tabella:

BAT GENERALI Scheda D.1.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
1	Sistemi di gestione ambientale	Tutte le indicazioni contenute nella BAT 1 sono applicate nel SGA di raffineria.	APPLICATA	La Raffineria di Taranto è dotata dal 2001 di un Sistema di Gestione Ambientale certificato ISO14001 che, dal 2005, è registrato EMAS.
2	Efficienza energetica	Tutte le tecniche previste nella BAT 2 sono rispettate all'interno della raffineria dove applicabile.	APPLICATA	Sulla base di quanto riportato a precedente par. 7.5, si ritiene che il Gestore debba prevedere una tempistica per la realizzazione degli ulteriori interventi migliorativi individuati dal medesimo Gestore e riportati nel par. 7.5 citato.
3	Stoccaggio e movimentazione materiali solidi.	Tutte le tecniche previste nella BAT 3 sono rispettate all'interno della raffineria dove applicabile.	APPLICATA: Il gestore ritiene non applicabile lo stoccaggio del materiale polverulento in silos chiusi dotati di sistema abbattimento polveri (BAT 3.i)	
4	Monitoraggio delle emissioni atmosferiche	BAT 4.i e BAT 4.iii Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , polveri e di CO (con frequenza continua con potenza termica > 50	APPLICATA: La tecnica è correttamente applicata in tutte le unità di combustione della Raffineria	Tutti i camini afferenti ad unità di combustione (E1, E2, E3, E4, E7, E8 e E9) e alla unità di recupero dello zolfo (E10) sono dotati di SME per la misura in continuo di SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> e polveri, oltre che di CO e dei principali parametri di

BAT GENERALI Scheda D.1.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
				processo.
		BAT 4.ii Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di NH <sub>3</sub>	APPLICATA: BAT applicabile al camino E9, produzione idrogeno. La BAT è correntemente applicata.	
		BAT 4.iv Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di metalli: nickel (Ni), antimonio (Sb), vanadio (Va)	APPLICATA: Per tutte le unità di combustione viene fatto monitoraggio di tutti i metalli previsti dall'attuale PMC, tra cui Ni, V.	Sb non viene monitorato in quanto in Raffineria non sono presenti unità di Cracking catalitico.
		BAT 4.v Misurazione diretta o monitoraggio indiretto delle emissioni di policloro-dibenzo-diossine/poli-clorodibenzo-furani (PCDD/F)	NON APPLICATA: La BAT è applicabile all'unità PLAT, ma non è applicata. La rigenerazione del catalizzatore per l'unità PLAT di tipo semirigenerativo avviene dopo un ciclo minimo di 11 mesi. I gas prodotti durante la rigenerazione vengono trattati mediante neutralizzazione/lavaggio con soda e acqua.	In considerazione dell'impiego di olio combustibile, in combinazione col fuel gas nelle unità di combustione, ai camini E1 ed E2 ed E3 sarà previsto il monitoraggio e controllo di PCDD/F.
5	Monitoraggio dei principali parametri di processo (O <sub>2</sub> nelle emissioni, N e S (nel combustibile))			Tutti i camini afferenti ad unità di combustione (E1, E2, E3, E4, E7, E8 e E9) sono dotati di SME per la misura in continuo di SO <sub>2</sub> , NOx e polveri, oltre che di CO e dei principali parametri di processo, tra cui il tenore di O <sub>2</sub> .
6  18	Monitoraggio delle emissioni diffuse di COV  Prevenire e ridurre le emissioni diffuse di COV	BAT 6.i Metodi di sniffing associati alle curve di correlazione per le principali attrezzature.  BAT 18.III. Tecniche relative al funzionamento degli impianti - Uso di un programma di rilevamento e di riparazione delle perdite basato sulla valutazione dei rischi (LDAR) per individuare i componenti che presentano delle perdite e ripararle	Per tutte le unità di processo della raffineria è attuato un programma LDAR per il rilevamento tramite tecniche di sniffing e riparazione di eventuali perdite di composti	L'Autorità di controllo ha segnalato alcune criticità in merito all'applicazione del programma LDAR proponendo specifiche prescrizioni.
		BAT 6.ii Tecniche ottiche di gas imaging	Generalmente applicata per le unità di processo	

BAT GENERALI Scheda D.1.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
		BAT 6.iii Calcoli delle emissioni croniche basati su fattori di emissione convalidati periodicamente da misurazioni	Questa tecnica viene utilizzata per tutte le aree di stoccaggio e movimentazione prodotti e semilavorati.	
7	Funzionamento dei sistemi di trattamento dei gas di scarico:	Garantire il funzionamento delle unità di trattamento dei gas acidi, di recupero dello zolfo e di tutti gli altri sistemi di trattamento dei gas di scarico con una alta disponibilità di utilizzo e alla capacità ottimale.	Applicata	
8		Mantenere condizioni di funzionamento idonee dei sistemi SCR o SNCR di trattamento dei gas di scarico, allo scopo di limitare le emissioni di NH <sub>3</sub> non reagita.		
9		Inviare i gas acidi emessi dalle unità di stripping di acqua acida (SWS) ad unità SRU o a qualsiasi altro sistema equivalente di trattamento dei gas acidi	Tutti i gas prodotti dalle unità Sour Water Stripper della raffineria vengono inviate alle 4 unità di recupero zolfo (Claus).	
10	Monitoraggio delle emissioni in acqua: frequenze e metodi	Frequenza monitoraggio HOI	Richiesta: Giornaliera Applicata: Giornaliera (idrocarburi totali)	Attualmente la Raffineria effettua il monitoraggio dei propri scarichi idrici in conformità a quanto previsto nel PMC di cui al decreto di AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 Conformemente a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i., attualmente vengono monitorati gli idrocarburi totali e non l'indice di idrocarburi, per la cui determinazione sarà necessario applicare il metodo indicato dalle BAT.
		Frequenza monitoraggio TSS	Richiesta: Giornaliera Applicata: Settimanale	Non applicata
		Frequenza monitoraggio COD	Richiesta: Giornaliera Applicata: Giornaliera	Applicata
		Frequenza monitoraggio BOD5	Richiesta: Settimanale Applicata: Settimanale	Applicata
		Frequenza monitoraggio N totale	Richiesta: Giornaliera Applicata: Settimanale	Non applicata
		Frequenza monitoraggio Pb	Richiesta: Trimestrale Applicata: Trimestrale	Secondo quanto riportato nel PMC di cui all'AIA del 2010, tali parametri sono monitorati con frequenza settimanale, ossia con una frequenza maggiore rispetto a quella prevista dalle BAT.
		Frequenza monitoraggio Cd	Richiesta: Trimestrale Applicata: Trimestrale	
		Frequenza monitoraggio Ni	Richiesta: Trimestrale Applicata: Trimestrale	
		Frequenza monitoraggio Hg	Richiesta: Trimestrale Applicata: Trimestrale	
		Frequenza monitoraggio V	Richiesta: Trimestrale Applicata: Trimestrale	
	Frequenza monitoraggio indice	Richiesta: Mensile		

BAT GENERALI Scheda D.1.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
		fenoli	Applicata: Mensile	
		Frequenza monitoraggio BTEX	Richiesta: Mensile Applicata: Settimanale	
11	Emissioni in acqua: ridurre i consumi idrici e il volume delle acque contaminate	BAT 11.i Integrazione del flusso di acqua	1. Ove tecnicamente possibile il recupero e riutilizzo dei reflui è generalmente applicato; 2. La raffineria è dotata di un sistema Water Reuse secondo quanto previsto dai decreti di approvazione del Progetto di Bonifica della Falda e delle sue successive varianti. 3. Nel dissalatore viene usata acqua di recupero dalla distillazione.	
		BAT 11.ii Sistema idrico e di drenaggio che consente la separazione dei flussi di acqua contaminata	Generalmente applicata.	
		BAT 11.iii Separazione dei flussi di acqua non contaminati (ad esempio acqua di raffreddamento in circuito aperto, acque meteoriche)	Il complesso è progettato per trattare tutte le acque prodotte incluse le meteoriche. Il circuito di raffreddamento è separato dalle acque meteoriche e di processo.	
		BAT 11.iv Prevenzione delle perdite e delle fuoriuscite	Generalmente applicata	
12	Emissioni in acqua: Utilizzo tecniche di riduzione del carico inquinante negli scarichi	Rimozione delle sostanze insolubili mediante il recupero di oli	L'impianto di trattamento acque reflue di raffineria è dotato di sistema di rimozione delle sostanze insolubili mediante il recupero oli.	
		Rimozione delle sostanze insolubili mediante il recupero dei solidi sospesi e degli oli dispersi	L'impianto di trattamento acque reflue di raffineria è dotato di sistema per la rimozione delle sostanze insolubili mediante il recupero dei solidi sospesi e degli oli dispersi.  BAT 12 – tab. 3: Solidi sospesi totali (TSS): BAT-AEL Media annua = 5-25 mg/l Concentrazione misurata Media annua = 50 mg/l Lo scarico A è prevalentemente costituito da acqua mare del circuito di raffreddamento. II	Il Gestore evidenzia uno scostamento degli attuali valori medi annuali delle concentrazioni dei Solidi sospesi totali (TSS) allo scarico A rispetto al relativo BAT – AEL annuale.  Dal confronto dei dati di monitoraggio riportati in allegato B.27 tale scostamento è presente non solo allo scarico finale A, ma anche ai parziali di tale scarico.

BAT GENERALI Scheda D.1.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
			valore dei SST dell'acqua mare al punto di prelievo è sempre >25 mg/l (valori mediamente ~ 50 mg/l).	
		Rimozione delle sostanze solubili, compreso il trattamento biologico e la chiarificazione	L'impianto di trattamento acque reflue di raffineria è dotato di sistema per la rimozione delle sostanze solubili (sezione di trattamento biologico).	
14	Produzione e Gestione Rifiuti: Adozione e attuazione di un Piano di gestione rifiuti	Nella raffineria si adotta il codice di comportamento ENI per la gestione dei rifiuti. La scelta tra smaltimento o riciclaggio/recupero è legata alla disponibilità di impianti esterni specializzati (nell'ambito dei contratti vigenti) in grado di recuperare e/o smaltire i rifiuti in questione. Non c'è un piano fisso che individui quali rifiuti debbano essere inviati a recupero e quali a smaltimento ma esso varia a seconda della disponibilità di impianti esterni per il recupero e/o riciclo che sono le opzioni privilegiate. Il riutilizzo interno dei rifiuti prodotti è praticamente impossibile. Prassi comune consolidata nel tempo è il recupero di tutte le tipologie non strettamente connesse al processo di raffinazione.		
15	Produzione e gestione rifiuti. Ridurre la quantità di fanghi destinati al trattamento o allo smaltimento	BAT 15.i Pretrattamento dei fanghi	I fanghi prodotti in raffineria vengono deidratati e/o deolizzati per ridurre il volume e per recuperare l'olio prima dell'invio allo smaltimento.	
		BAT 15.ii Riutilizzo dei fanghi in unità di processo		
16	Produzione e gestione rifiuti. Riduzione rifiuti di catalizzatori esausti solidi	BAT 16.i Gestione dei catalizzatori esausti solidi	La BAT prevede la manipolazione sicura e programmata dei materiali utilizzati come catalizzatori al fine di recuperarli o riutilizzarli in strutture esterne al sito. Queste operazioni dipendono dal tipo di processi e catalizzatori. La BAT è correttamente applicata.	
		BAT 16.ii Rimozione dei catalizzatori da liquami di olio decantato	La BAT non è applicabile.	
17	Rumore	BAT 17.i Effettuare una valutazione del rumore ambientale ed elaborare un piano di gestione del rumore adeguato all'ambiente locale;	Viene effettuata una misurazione del rumore ambientale per ogni impianto. Nel caso in cui vengano rilevati dei valori	

BAT GENERALI Scheda D.1.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
			fuori dal range ammissibile si provvede con una segnalazione puntuale.	
		BAT 17.ii Isolare apparecchiature/operazioni rumorosi in una struttura/unità separata.	Le apparecchiature più rumorose sono isolate in cabine separate.	
		BAT 17.iii Utilizzare terrapieni per separare la fonte di rumore;		
		BAT 17.iv Utilizzare pareti fonoassorbenti per la protezione acustica.		
BAT GENERALI Scheda D.2.1				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
13	Emissioni in acqua. Rimozione di ulteriori sostanze organiche o azoto	I livelli di abbattimento garantiti dall'impianto esistente e della applicazione della BAT 12 sono tali da non rendere necessaria l'applicazione della BAT 13	Non applicata	

## 8.2 BAT per processo

Nella scheda D.1.2 il Gestore ha riportato le BAT applicate o che intende applicare per singolo processo, mentre nella scheda D.2.2 ha riportato le BAT di processo non applicate, o meglio non applicabili in quanto relative a processi non presenti in Raffineria:

D.2.2 BAT applicate al singolo processo								
	Processo	Tecnica	Rif. BAT Costituzione e Brev di Settore		Rif. BAT Costituzione e Brev non di Settore		Altre informazioni	Motivazione tecnica della non applicazione della tecnica
			BATC (non BAT)	Rif. Brev (o BATC non pubblicata)	BATC (non BAT)	Rif. Brev		
Comparto matrice ambientale	Abruzzione	Tutte	BAT 19					In raffineria non ci sono processi di Abruzzione
	Abruzzione	Tutte	BAT 20					In raffineria non ci sono processi di Abruzzione
	Abruzzione	Tutte	BAT 21					In raffineria non ci sono processi di Abruzzione
	Produzione oli lubrificanti	Tutte	BAT 22					In raffineria non ci sono processi di produzione oli lubrificanti
	Produzione bitumi	Tutte	BAT 24					In raffineria ci sono processi di produzione bitumi tramite visbreaking
	cracking catalitico a letto fluido	Tutte	BAT 25					In raffineria non ci sono processi di cracking catalitico a letto fluido
	cracking catalitico a letto fluido	Tutte	BAT 26					In raffineria non ci sono processi di cracking catalitico a letto fluido
	cracking catalitico a letto fluido	Tutte	BAT 27					In raffineria non ci sono processi di cracking catalitico a letto fluido
	Coking	Tutte	BAT 29					In raffineria non ci sono processi di coking
	Coking	Tutte	BAT 30					In raffineria non ci sono processi di coking
	Coking	Tutte	BAT 31					In raffineria non ci sono processi di coking
	Coking	Tutte	BAT 32					In raffineria non ci sono processi di coking
	Esterificazione	Tutte	BAT 33					In raffineria non ci sono processi di esterificazione
	Esterificazione	Tutte	BAT 39					In raffineria non ci sono processi di esterificazione
	Isomerizzazione	Tutte	BAT 40					Il processo di isomerizzazione di raffineria non usa composti clorurati
	Raffinazione gas naturale	Tutte	BAT 41					In raffineria non ci sono processi di raffinazione del gas naturale
	Raffinazione gas naturale	Tutte	BAT 42					In raffineria non ci sono processi di raffinazione del gas naturale
	Raffinazione gas naturale	Tutte	BAT 43					In raffineria non ci sono processi di raffinazione del gas naturale
	Treatmento prodotti finali	Tutte	BAT 47					In raffineria non ci sono processi di trattamento dei prodotti finali
	Emissioni in acqua	Tutte	BAT 47					In raffineria non ci sono processi di trattamento dei prodotti finali

Dalle schede D.1.2 e D.2.2 emerge quanto riportato nella seguente tabella:

Conclusioni sulle BAT per il processo di alchilazione Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
19 20 21	Processo di alchilazione con acido fluoridrico. Emissioni in atmosfera	NON APPLICABILE		
Conclusioni sulle BAT per i processi di produzione di oli di base lubrificanti				
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Scheda D.2.2	Applicazione	Osservazioni
22	Produzione di oli di base lubrificanti. Riduzione emissioni di sostanze pericolose nell'atmosfera e acqua	NON APPLICABILE		
Conclusioni sulle BAT per il processo di produzione del bitume Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
23	Produzione del bitume. Riduzione e emissioni atmosferiche	NON APPLICABILE		
Conclusioni sulle BAT per il processo di cracking catalitico a letto fluido Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
24 25 26 27	Processo di cracking catalitico a letto fluido. Prevenire e ridurre le emissioni di NOx	NON APPLICABILE		
Conclusioni sulle BAT per il processo di reforming catalitico Scheda D.1.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
28	Processo di reforming catalitico. Riduzione delle emissioni di policloro-diossine/policloro-dibenzo-furani (PCDD/F)	L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di percloroetilene (PCE). Durante la marcia dell'impianto, il dosaggio viene fatto sulla base del contenuto di cloro sul catalizzatore (stimato in funzione della temperatura di reazione e del dosaggio di cloro). Durante le fasi di rigenerazione, il dosaggio di percloroetilene viene ottimizzato in funzione dei controlli analitici effettuati e risulta in linea con le indicazioni del licenziatario di processo.	NON APPLICATA	

Conclusioni sulle BAT per i processi di coking Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
29 30 31 32	Processi di coking.		NON APPLICABILI	
Conclusioni sulle BAT per il processo di dissalazione Scheda D.1.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
33	Processo di dissalazione			
Conclusioni sulle BAT per le unità di combustione Scheda D.1.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
34	Unità di combustione. Prevenire e ridurre le emissioni di NOx nell'atmosfera.			<p>Per tutte le unità di combustione, inclusa la centrale termoelettrica (ex Enipower) i cui fumi sono convogliati al camino E3, il Gestore ha chiesto l'applicazione delle BAT 57 e 58 (gestione integrata delle emissioni); l'applicazione della BAT 58 è stata richiesta anche per le unità di recupero dello zolfo.</p> <p>Conformemente alle BAT 34.1.a e 36.1.i, l'80% dei combustibili utilizzati in raffineria è rappresentato dal fuel gas, riducendo sempre di più l'impiego di fuel oil in ottemperanza alle prescrizioni dell'AIA 2010 e del decreto di AIA del 2015. L'olio combustibile utilizzato ha cmq un basso tenore di zolfo (&lt; 1%)</p> <p>Le unità di</p>
36	Unità di combustione. Prevenire e ridurre le emissioni di SOx nell'atmosfera.			

				<p>combustione non sono dotate di alcuna tecnica secondaria o di trattamento a valle di cui alla BAT 34.II., ad eccezione dell'impianto produzione idrogeno, dove è presente un sistema SCR (Camino E9).</p> <p>Dalla scheda D si evince che per alcune unità di combustione, la concentrazione media mensile rappresentativa per il normale funzionamento (considerato alla MCP) dell'unità eccede il limite superiore dei BAT-AEL corrispondenti (cfr Scheda D.3.1 e D.3.2, camini E4, E7 e E8).</p>
35	Unità di combustione. Prevenire e ridurre le emissioni di polveri e di metalli nell'atmosfera.	BAT AEL = 5- 50 mg/Nm <sup>3</sup>	I Livelli di emissione di polveri ai camini E1, E2 ed E4 attualmente raggiunti sono dell'ordine 44,68 mg/Nm <sup>3</sup>	
37	Unità di combustione. Prevenire e ridurre le emissioni di CO nell'atmosfera.	BAT AEL 37 CO < 100 mg/Nm <sup>3</sup>	<p>Livelli CO camino E1 10,83 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E2 38,11 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E3 14,21 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E4 22,08 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E7 6,41 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E8 4,06 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E9 1,45 mg/Nm<sup>3</sup></p> <p>Livelli CO camino E10 95,53 mg/Nm<sup>3</sup></p>	
<b>Conclusioni sulle BAT per il processo di eterificazione Scheda D.2.2</b>				
<b>BAT</b>	<b>Comparto/ matrice ambientale</b>	<b>Tecnica</b>	<b>Applicazione</b>	<b>Osservazioni</b>
38 39	processo di eterificazione	NON APPLICABILI		

Conclusioni sulle BAT per il processo di isomerizzazione Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
40	Ridurre le emissioni in atmosfera di composti clorurati	NON APPLICABILE		
Conclusioni sulle BAT per la raffinazione di gas naturale Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
41 42 43	Raffinazione di gas naturale. Riduzione emissioni in atmosfera	NON APPLICABILI		
Conclusioni sulle BAT per il processo di distillazione Scheda D.1.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
44	Prevenire e ridurre la produzione di acque reflue provenienti dal processo di distillazione	La BAT consiste nel fare uso di pompe a vuoto ad anello liquido o di condensatori di superficie.	La BAT è correttamente applicata: per la condensazione del vapore motore degli eiettori del gruppo vuoto si usano condensatori a superficie.	
45	Prevenire e ridurre l'inquinamento idrico causato dal processo di distillazione	La BAT consiste nel far convogliare le acque acide verso l'unità di stripping.	La BAT è correttamente applicata.	
46	Prevenire e ridurre le emissioni atmosferiche provenienti da unità di distillazione	La BAT consiste nel garantire il trattamento appropriato dei gas generati dal processo, in particolare i gas incondensabili, rimuovendo i gas acidi prima di qualsiasi riutilizzo.	La BAT è applicata in raffineria: tutti i gas di testa delle colonne di distillazione vengono trattati e recuperati nel sistema fuel gas di raffineria.	
Conclusioni sulle BAT per il processo di trattamento dei prodotti Scheda D.2.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
47 48	Trattamento dei prodotti	NON APPLICABILI		
Conclusioni sulle BAT per il processo di stoccaggio e movimentazione di idrocarburi liquidi Scheda D.1.2				Osservazioni
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Tecnica	Applicazione	
49	Ridurre le emissioni di COV	Utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante dotati di sistemi di tenuta ad elevata efficienza o di serbatoi a tetto fisso collegati ad un sistema di recupero dei vapori.	La tecnica è parzialmente applicata in Raffineria. I serbatoi a tetto galleggiante sono tutti dotati di tenuta doppia. Nei serbatoi a tetto fisso non sono stoccati prodotti volatili o sono installati sistemi di captazione dei vapori. Unica eccezione due serbatoi contenenti olio	Il Gestore, nella Scheda C ha presentato il piano di adeguamento alla BAT dei due serbatoi non conformi, prevedendo una tempistica pari a 24 mesi dal rilascio del

			combustibile per consumi interni.	presente provvedimento.  Oltre a quanto proposto dal Gestore medesimo, sono necessari ulteriori adeguamenti a tale BAT, finalizzati in particolare alla riduzione delle emissioni odorigene. Tali ulteriori adeguamenti sono stati segnalati anche da ISPRA.
50	Ridurre le emissioni di COV	BAT 50.i Pulizia manuale dei serbatoi di petrolio greggio	I serbatoi sono puliti e bonificati tutte le volte che per manutenzione ordinaria o straordinaria vengono messi fuori servizio.	
		BAT 50.ii Utilizzo di un sistema a circuito chiuso	La raffineria è dotata di un programma di ispezioni periodiche dei serbatoi che prevede anche ispezioni interne: La periodicità è differente a seconda se l'ispezione è interna (10-15 anni) o esterna (2-5 anni). I tempi di ispezione sono decisi in base alla tipologia dei prodotti stoccati. Nel caso di ispezione interna i serbatoi vengono svuotati e bonificati utilizzando primariamente sistemi chiusi formati da interconnecting e altri serbatoi di raffineria. Quando i serbatoi sono svuotati completamente e bonificati vengono aperti ed eventuali residui non pompabili vengono trattati come rifiuti solidi pericolosi.	
51	Prevenire e ridurre le emissioni nel suolo o nelle falde freatiche provenienti dallo stoccaggio di prodotti	Programma di manutenzione comprendente il monitoraggio, la prevenzione e il controllo della corrosione	La BAT è applicata nella raffineria.	
		Serbatoi a doppio fondo	La BAT è correttamente applicata su tutti i serbatoi di stoccaggio in servizio in raffineria.	Dalla scheda B.13.1 risultano serbatoi sprovvisti di doppio fondo e per alcuni di questi è necessario l'adeguamento.
		Membrane di rivestimento interno impermeabili	La BAT è correttamente applicata su tutti i serbatoi di stoccaggio in servizio in raffineria.	
		Bacino di protezione che assicura un sufficiente contenimento dell'area di stoccaggio	La BAT è applicata nella raffineria.	

52	Evitare e ridurre le emissioni di COV nell'atmosfera durante le operazioni di carico e scarico di composti idrocarburici liquidi volatili.	Utilizzare una delle tecniche tra quelle riportate di seguito o una loro combinazione per ottenere una efficienza di recupero pari almeno al 95 %: Recupero di vapori mediante: i. Condensazione ii. Assorbimento iii. Adsorbimento iv. Separazione a membrana v. Sistemi ibridi	La BAT è applicata nella raffineria.	
<b>Conclusioni sulle BAT per il Visbreaking e altri processi termici Scheda D.1.2</b>				<b>Osservazioni</b>
<b>BAT</b>	<b>Comparto/ matrice ambientale</b>	<b>Tecnica</b>	<b>Applicazione</b>	
53	Ridurre le emissioni nell'acqua prodotte da visbreaking e altri processi termici	Garantire il corretto trattamento dei flussi di acque reflue applicando le tecniche indicate nella BAT 11. 28.10.2014 L 307/71 Gazzetta ufficiale dell'Unione europea IT		
<b>Conclusioni sulle BAT per il recupero dello zolfo dei gas di scarico Scheda D.1.2</b>				<b>Osservazioni</b>
<b>BAT</b>	<b>Comparto/ matrice ambientale</b>	<b>Tecnica</b>	<b>Applicazione</b>	
54	Ridurre le emissioni di zolfo nell'atmosfera proveniente dai gas generati dal processo contenenti acido solfidrico (H <sub>2</sub> S)	Rimozione dei gas acidi, ad esempio mediante trattamento amminico	Tutti i gas acidi prodotti in raffineria vengono recuperati dopo lavaggio amminico.	Si evidenzia che già l'AIA del 2010 prescriveva le seguenti efficienze di recupero:  Claus esistente ≥ 99,0 % Claus nuovo ≥ 99,9 %
		Unità di recupero dello zolfo (SRU), ad esempio mediante processo Claus	Nella raffineria ci sono 4 unità di recupero zolfo per processare tutti i gas contenenti H <sub>2</sub> S.	
		Unità di trattamento dei gas di coda (TGTU)	I gas di coda delle 4 unità di recupero zolfo sono trattati in unità TGTU. L'efficienza totale di recupero dello zolfo è in linea con la BAT >98,5 %	
<b>Conclusioni sulle BAT per la combustione in torcia Scheda D.1.2</b>				<b>Osservazioni</b>
<b>BAT</b>	<b>Comparto/ matrice ambientale</b>		<b>Applicazione</b>	
55	Prevenire emissioni nell'atmosfera dalla torcia	combustione in torcia esclusivamente per ragioni di sicurezza o in condizioni operative straordinarie (per esempio, operazioni di avvio, arresto ecc.).	La BAT è correntemente applicata in raffineria. Non ci sono emissioni diverse da quelle legate a condizioni di marcia straordinarie.	
56	Ridurre le emissioni nell'atmosfera dalla torcia	BAT 56.i Corretta progettazione degli impianti	1. Non ci sono scarichi di vapori inviati a torcia in nessuna condizione operativa normale della Raffineria. 2. I dispositivi di sicurezza delle apparecchiature (valvole di sicurezza, dischi di rottura, valvole di controllo della pressione) scaricano in torcia soltanto durante condizioni di funzionamento diverse dalle normali operative (Avviamento, arresto, emergenza).	Necessità di misure organizzative e di controllo finalizzate a ridurre gli eventi che determinano l'invio di gas in torcia.
		BAT 56.ii	La BAT è correntemente	

		Gestione degli impianti BAT 56.iv Monitoraggio e rendicontazione	applicata in raffineria. La BAT è corentemente applicata in raffineria.	
<b>Conclusioni sulle BAT per la gestione integrata delle emissioni</b>				
BAT	Comparto/ matrice ambientale	Scheda D.1.2	Applicazione	Osservazioni
57	Riduzione complessiva delle emissioni di NOx dalle unità di combustione e da FCC			
58	Riduzione complessiva delle emissioni di SO <sub>2</sub> dalle unità di combustione, da FCC e da unità di recupero zolfo.			

### 8.3 Gestione integrata delle emissioni di NOx ed SO2 (BAT 57 e 58).

Sulla base dei dati di portata e di concentrazione riportati nelle Schede D.3.1 e D.3.2, il Gestore valuta che il flusso massico di inquinanti valutato nell'ottica delle singole BAT applicabili al singolo processo (BAT 24 e 34 per gli NOx e BAT 26, 36 e 54 per l'SO2) sia maggiore del flusso massico di inquinanti valutato nell'ottica della Bolla di Raffineria (BAT 57 e 58).

Si riportano nelle seguenti tabelle i valori derivanti dai calcoli effettuati dal Gestore.

#### Aspetto cogenerativo

NOx		
FM <sub>BAT</sub>	FM <sub>bolla</sub>	FM <sub>BAT</sub> ≥ FM <sub>bolla</sub>
227,4 t/mese	190,3 t/mese	OK

SO <sub>2</sub>		
FM <sub>BAT</sub>	FM <sub>bolla</sub>	FM <sub>BAT</sub> ≥ FM <sub>bolla</sub>
742,2 t/mese	351,8 t/mese	OK

### Assetto non cogenerativo

NOx		
FMBAT	FM <sub>bolla</sub>	FMBAT ≥ FM <sub>bolla</sub>
135,4 t/mese	122,0 t/mese	OK

SO <sub>2</sub>		
FMBAT	FM <sub>bolla</sub>	FMBAT ≥ FM <sub>bolla</sub>
616,2 t/mese	350,9 t/mese	OK

Pertanto il Gestore ritiene di volersi avvalere del calcolo della Bolla effettuato secondo quanto disposto dalle BAT 57 e 58.

All'interno dell'Allegato D.18 il Gestore riporta una relazione sulla metodologia utilizzata per l'individuazione delle concentrazioni che si sarebbero ottenute con l'applicazione delle BAT ai camini comuni a più unità ricomprese nelle BAT 57 e/o 58.

All'interno della suddetta Relazione il Gestore riporta le valutazioni preliminari e i calcoli effettuati per la stima del contributo emissivo calcolato secondo le BAT 57 e 58. Inoltre sono stati brevemente riassunti anche i risultati del confronto tra l'assetto emissivo attualmente autorizzato della raffineria e quanto risultante dall'applicazione delle BAT. Il Gestore, nel calcolo, ha preso come riferimento il limite superiore dei range BAT.

In particolare il Gestore segnala che, con l'applicazione degli attuali limiti puntuali dell'AIA ai camini coinvolti nel calcolo della bolla di raffineria (in particolare ai camini collegati ai GIC di Raffineria) i valori, calcolati secondo la metodologia indicata nelle BAT 57 e 58, vengono ulteriormente ridotti.

In particolare:

Inquinante	Assetto cogenerativo		Assetto operativo 1 (*)	
	Concentrazione di bolla calcolata utilizzando i limiti puntuali superiori dei range BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )	Concentrazione di bolla calcolata utilizzando i limiti puntuali dell'AIA vigente (mg/Nm <sup>3</sup> )	Concentrazione di bolla calcolata utilizzando i limiti puntuali superiori dei range BAT (mg/Nm <sup>3</sup> )	Concentrazione di bolla calcolata utilizzando i limiti puntuali dell'AIA vigente (mg/Nm <sup>3</sup> )
SO <sub>2</sub>	708	396	1.158	715
NOx	217	209	255	255

(\*) Assetto non cogenerativo con la marcia delle sole caldaie a fuoco diretto e turbogas ferma

Il Gestore pertanto richiede come limiti di Bolla in concentrazione quelli valutati effettuando il calcolo con gli attuali limiti puntuali ai camini, come riportato nella seguente tabella.

Inquinante	Concentrazione di bolla richiesta dal Gestore (mg/Nm <sup>3</sup> )	
	Assetto cogenerativo	Assetto operativo 1 (*)
SO <sub>2</sub>	396	715
NO <sub>x</sub>	209	255

(\*)Assetto non cogenerativo con la marcia delle sole caldaie a fuoco diretto e turbogas ferma

Il Gestore, inoltre, effettua una valutazione anche sul flusso di massa totale annuo per ciascuno dei due inquinanti trattati (ancorché non previsto dall'adozione delle BAT).

Pertanto, in termini di flusso di massa annuo, il Gestore richiede che venga mantenuto l'attuale limite di bolla previsto dall'AIA vigente, al quale aggiungere il totale delle tonnellate annue derivanti dall'apporto del Camino E3 della CTE (non ricompreso nell'AIA di Raffineria vigente).

Nella tabella seguente si riportano i dati relativi alle richieste del Gestore.

Inquinante	Flusso di massa di bolla AIA vigente (t/a)	Flusso di massa stimato per il Camino E3 applicando i limiti attuali (t/a)	Flusso di massa di bolla richiesto (t/a)
SO <sub>2</sub>	3.050	795,2	3.845
NO <sub>x</sub>	880	900	1.780

Il Gestore ritiene che il flusso di massa annuo richiesto sia inferiore a quello che si avrebbe utilizzando le concentrazioni di bolla richieste.

	Limite richiesto in riesame autorizzazione [rif. Tab. D-22.1.2]	Limite derivante dall'applicazione dei limiti GIC stabiliti con DM 318 del 30.12.2015	Limite derivante dall'applicazione dei limiti GIC ex all. II punto 3.2 D.Lgs. 152/06
VLE bolla SO <sub>2</sub> [t/a]	3.845	7.310	5.823
VLE bolla NO <sub>x</sub> [t/a]	1.780	2.464	2.735

Il Gestore pertanto ritiene che la fissazione dei limiti GIC non determina alcun abbassamento del livello emissivo complessivo rispetto a quello derivante dai limiti proposti dal Gestore nella presente istanza di riesame AIA per l'adeguamento alle BATC.

Il Gestore ritiene inoltre che il mantenimento nella futura AIA dei limiti GIC già fissati determinerebbe esclusivamente una limitazione di flessibilità operativa ed un appesantimento delle verifiche di ottemperanza senza per contro tangibili vantaggi in termini di riduzione e contenimento delle emissioni.

Il Gestore richiede pertanto che i valori limite puntuali di emissione di SO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub> per tutti i Camini di Potenza termica > 50 MWt vengano eliminati nella futura AIA ritenendo che, con l'adozione dei limiti proposti in applicazione delle BATC, vengono tralasciati anche gli obiettivi fissati dal Titolo III della

Direttiva IED, oltre che quelli del titolo II in materia di applicazione delle BAT e di approccio integrato al controllo e alla riduzione degli inquinanti della Raffineria di Taranto.

In coerenza con quanto sopra esposto, il Gestore richiede anche l'eliminazione dei limiti di SO<sub>2</sub> ed NO<sub>x</sub> specifici sui singoli camini > 50 MWt anche per l'assetto di marcia alternativo non cogenerativo (assetto 1).

#### **8.4 Esiti del confronto con le BATC**

Dall'analisi della documentazione presentata dal Gestore nella scheda D e relativi allegati emerge una sostanziale conformità dello stato impiantistico alle individuate BATC-refining pertinenti ai processi e attività presenti in Raffineria, salvo alcune difformità evidenziate ai precedenti paragrafi 8.1 e 8.2.

In riferimento alla "*Gestione integrata delle emissioni*" di cui alle BAT 57 e 58, Il Gruppo Istruttore (GI), riconosciuta la complessità del sito e la necessità tecnica di utilizzare una parte dei residui di processo come combustibili interni, ritiene di accogliere la richiesta del Gestore di avvalersi di tale modalità solo per i camini che contribuivano alla "vecchia bolla" e che risultano altresì pertinenti con le indicazioni della BAT 57 e 58, tenendo conto delle indicazioni della Commissione AIA-IPPC, giusto verbale del 6 aprile 2017. Pertanto, a differenza di quanto richiesto dal Gestore, il GI ritiene di non includere il camino E3 della centrale termoelettrica nella gestione integrata delle emissioni.

I dettagli delle valutazioni tecniche del GI in merito alla gestione integrata delle emissioni in applicazione delle BAT 57 e 58 sono riportati in appendice II "*Scheda recante gli elementi informativi inerenti l'applicazione delle tecniche di gestione integrata per le emissioni di NO<sub>x</sub> e SO<sub>2</sub> (di cui alla BAT 57 e 58 della Decisione 2014/738/UE) da rendere alla Commissione europea ai sensi della Decisione 2014/768/UE*".

Gli esiti istruttori relativi alla "*Gestione integrata delle emissioni*" sono riportati nel pertinente paragrafo del capitolo riportante le prescrizioni.



## APPENDICE I - QUADRO DEI DATI DI RAFFINERIA

(Dati dichiarati alla Massima Capacità Produttiva)

QUADRO AUTORIZZATO			
<i>Società</i>	Eni S.p.A. Refining & Marketing and Chemicals – Raffineria di Taranto		
<i>Estremi autorizzazione precedente</i>	Decreto di AIA n. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010 (Raffineria)		
	Decreto di AIA n. DVA-DEC-2010-0000274 del 24/05/2010 (CTE)		
	Decreto VIA/AIA n. DVA-DEC-2011-0000573 del 27/10/2011 per il progetto "Raffineria di Taranto – Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa da realizzarsi nel Comune di Taranto".		
	DEC/MIN/318/2015 del 30/12/2015 (vedi tabella GIC di Raffineria)		
<i>Capacità produttiva autorizzata Raffineria</i>	<i>Petrolio greggio e Semilavorati a lavorazione</i>	6.500.000 t/a	
	<i>Semilavorati a miscelazione</i>	181.000 t/a	
<i>Capacità produttiva autorizzata CTE (energia prodotta)</i>	410 MWt totali [262,4 MWt (Caldaie) + 147,7 MWt (Turbogas)] 87,4 MWe totali		
<i>Prodotti (Produzione dichiarata alla MCP)</i>	<b>Prodotto</b>	<b>Quantità (t/a)</b>	
	GPL per usi commerciali e per autotrazione	41.000	
	benzina per autotrazione	558.000	
	virgin nafta	610.000	
	kerosene per aviazione	149.700	
	gasolio per riscaldamento ed autotrazione	2.725.400	
	olio combustibile e bunkeraggi	1.239.400	
	zolfo	100.800	
	bitume	60.000	
<i>Camini attualmente in Bolla di Raffineria da Decreto AIA vigente</i>	E1: CDU, HDT, HDS1, PLAT E2: VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H <sub>2</sub> U2200, H <sub>2</sub> U2500 CDP/EST, H <sub>2</sub> EST E4: HOT OIL E7: TIP E8: Forni RHU/HDC E9: H <sub>2</sub> U4400 E10: CLAUS		
<i>Attuali limiti di bolla da Decreto AIA vigente</i>	<b>Inquinante</b>	<b>mg/Nm<sup>3</sup></b>	<b>t/a</b>
	NOx	300	880
	SO <sub>2</sub>	800	3.050
	Polveri	40	150
	CO	50	-
	H <sub>2</sub> S	3	-
	COV	20	-
NH <sub>3</sub>	20	-	
<b>QUADRO DA AUTORIZZARE (modifiche richieste dal Gestore nelle Schede C rispetto al quadro autorizzato)</b>			
<b>Modifica</b>	<b>Descrizione sintetica delle variazioni</b>	<b>Possibili impatti sull'ambiente</b>	
Sistema di captazione vapori per serbatoio a tetto fisso contenente idrocarburi per adeguamento alla BAT 49	<ul style="list-style-type: none"> <li>Installazione nuovo sistema di captazione vapori per i serbatoi a tetto fisso T5241 e T5242 contenenti idrocarburi con conseguente nuovo punto di emissione S13</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aria: Emissioni in atmosfera di tipo convogliato</li> <li>Produzione di rifiuti</li> </ul>	



CONSUMI		
Item	Tipologia	Quantità
<i>Consumi idrici<sup>1</sup></i> (m <sup>3</sup> /anno)	Industriale di processo	6.044.400 (acqua mare) + 595.680 (acqua di falda superficiale) + 14.622 (acqua di pozzo profondo)
	Industriale di raffreddamento	116.503.465 (acqua mare)
	Potabile	130.485
	Sistema antincendio di emergenza	Quota compresa nell'acqua mare di raffreddamento
<i>Consumi energia</i> (MWh)	Energia Elettrica	538.733
	Energia termica	Diretta: 6.405.736 Indiretta: 7.513.209
<i>Consumo Combustibili</i> t/a	Fuel oil	90.340
	Fuel gas	397.250
	Off-gas <sup>2</sup>	98.357
<i>Consumo materie prime principali (&gt;500 t/a)</i>	Petrolio grezzo	6.500.000
	Semilavorati a lavorazione	
	Semilavorati a miscelazione	181.000
	Chemicals	2.159
	Catalizzatori	2.170
	Ossigeno	5.000.000 mc/a
	Azoto	7.628.866 mc/a
	Idrogeno	50.000 mc/a
PRODUZIONE UTILITIES		
Item	Tipologia	Quantità
<i>Produzione di energia</i> (MWh)	Energia elettrica	508.080
	Energia termica	7.045.270
<i>Forni e Caldaie (potenza nominale)</i> (MWh)	Forno F-101A	33
	Forno F-101B	33
	Forno F-201	17
	Forno F-301	43
	Forno F-302	30
	Forno F-303	8
	Forno F-304	11
	Forno F-401	9
	Forno 1601	8
	Forno 1602	9
	Forno F-5803	10
	Forno F-5804	10
	Forno F-2402	2
	F2002/F2001/F2101	2
	Forno F-2751	2
	Forno F-1401 A	25
	Forno F-1401 B	25
	Forno F-1402 A	26
	Forno F-1402 B	26
	Forno F-1403	13
	Forno F-2201	32
	Forno F-2202	2
	Forno F-2501	40
Forno F-4121	5	
Forno F-4140	7	
Forno F-4160	8	
Forno F-4161	14	
Forno F-4240	21	
Forno 9050- H-01	2	
Forno 9100- H-01	3	

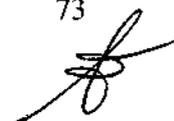
	Forno 9050- H-02	1
	Forno 9400- H-01 A	8
	Forno 9400- H-01 B	8
	F4401	97
	F2901	4
	Caldaia F7501/B	65,6
	Caldaia F7501/C	65,5
	Caldaia F7502	131,2
	Turbina a gas + caldaia a recupero TG 7501- G5 + F7503	147,7
<b>GIC (unità di combustione afferenti a un unico camino con potenza nominale &gt;50 MW)</b>	SI (totale Camini coinvolti 5 - vedi tabella GIC di Raffineria)	
<b>EMISSIONI IN ATMOSFERA</b>		
<b>Numero Punti di emissione convogliata</b>	10 camini + 13 sfiati + 46 sfiati cappe di laboratorio	
<b>Numero Torce di emergenza</b>	3	
<b>Principali inquinanti presenti</b>	Camini Raffineria: SO <sub>2</sub> – NO <sub>x</sub> – CO – Polveri – COV – NH <sub>3</sub> – H <sub>2</sub> S – IPA – PCB - Metalli pesanti – Benzene – Mercurio  Camino CTE: SO <sub>2</sub> – NO <sub>x</sub> – CO – Polveri – Aldeide formica – Cloro - NH <sub>3</sub> – H <sub>2</sub> S - Metalli pesanti  Sfiati: Benzene – Idrocarburi totali - H <sub>2</sub> S - COV	
<b>Numero SME</b>	8 SME sui camini: E1 - E2 - E3 - E4 - E7 - E8 - E9 - E10	
<b>Programma LDAR</b>	SI	
<b>EMISSIONI IN ACQUA</b>		
<b>Numero scarichi idrici finali</b>	3	
<b>Principali inquinanti presenti</b>	COD – BOD5 - Cloruri- Fosforo totale – Azoto ammoniacale - Azoto nitrico – Azoto nitroso - TOC – Solidi sospesi – Solfuri – Solventi organici aromatici – Solventi organici azotati – Idrocarburi totali – Cianuri – Cloruri – Fluoruri – Fenoli – Metalli pesanti - IPA	
<b>Impianto di trattamento interno</b>	SI	
<b>Invio a impianto di trattamento esterno</b>	NO	
<b>PRODUZIONE E GESTIONE DEI RIFIUTI</b>		
<b>Modalità di gestione</b>	<b>Tipologia</b>	<b>Quantità</b>
<b>Deposito temporaneo (t/a)</b>	Rifiuti pericolosi	74.879,25
	Rifiuti non pericolosi	12.399,1
<b>Deposito preliminare (t/a)</b>	Rifiuti pericolosi	NO
	Rifiuti non pericolosi	NO
<b>INQUADRAMENTO AMBIENTALE/TERRITORIALE</b>		
<b>Ubicazione in perimetrazione SIN</b>	SI	
<b>Sito sottoposto a procedura di bonifica</b>	SI (Messa in sicurezza della falda)	

<sup>1</sup>Come riportato nella modulistica, i dati forniti hanno la funzione esclusiva di fornire un quadro delle modalità di approvvigionamento e gestione dell'acqua nell'installazione, fatti salvi gli obblighi previsti dalla normativa vigente per acquisire o rinnovare la concessione demaniale all'uso di acque pubbliche.

<sup>2</sup>Gas di scarto da purificatori idrogeno PSA 12 e PSA 10

## TABELLA RIASSUNTIVA DEI GIC DI RAFFINERIA

<b>QUADRO AUTORIZZATO</b>			
<i>Società</i>	Eni S.p.A. Refining & Marketing and Chemicals – Raffineria di Taranto		
<i>Estremi autorizzazione precedente</i>	DEC/MIN/318/2015 del 30/12/2015		
<i>Limiti puntuali ai camini collegati ai GIC di Raffineria</i>	<b>Camino</b>	<b>Inquinante</b>	<b>VLE mg/Nm<sup>3</sup></b>
	E1	SO2	600
		NOx	360
		Polveri	23
	E2	SO2	600
		NOx	360
		Polveri	23
	E3	SO2	74 (assetto cogenerativo)
			600 (assetto solo caldaie)
		NOx	122 (assetto cogenerativo)
			360 (assetto solo caldaie)
		Polveri	3 (assetto cogenerativo)
			23 (assetto solo caldaie)
	E8	SO2	35
		NOx	200
Polveri		5	
E9	SO2	35	
	NOx	200	
	Polveri	5	



## 9. CONCLUSIONI PROCEDIMENTI ID 42/574, ID 42/575 (comprensivo ID 42/288), ID 42/885, ID 42/1047 E RELATIVE PRESCRIZIONI

### PREMESSA

Il presente parere oltre ad essere il riesame per le BAT Conclusion, ha valenza di riesame complessivo, pertanto tutti i precedenti procedimenti in corso vengono conclusi con il medesimo parere, come accordato con nota prot. DVA 23516 del 26/09/2016. Di seguito si riporta una descrizione di tali procedimenti. Inoltre sono necessariamente prese in considerazione anche le determinazioni dei procedimenti AIA e VIA-AIA ad oggi conclusi. Si è inoltre tenuto conto delle criticità segnalate da ISPRA con note: prot. 24131 del 20/04/2016, prot. 25085 del 27/04/2016, prot. 5124 del 3/02/2017 e prot. 13605 del 20/03/2017; nonché da quanto emerge dalle diffide con eventuali ricorsi tutt'ora pendenti.

La Eni S.p.A. Refining & Marketing and Chemicals (di seguito "il Gestore") è in possesso di Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con Decreti di AIA prott. DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 e DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010 per l'esercizio rispettivamente della Raffineria e della Centrale Termoelettrica site nel Comune di Taranto.

Inoltre la Società è in possesso del Decreto VIA/AIA prot. DVA/DEC/2011/573 del 27/10/2011 per il progetto "Raffineria di Taranto – Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa da realizzarsi nel Comune di Taranto".

Con DM prot. n. 318 del 30/12/2015, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato alla ENI S.p.A. il Decreto per modifica dell'AIA, relativa all'adeguamento dei Grandi Impianti di Combustione presenti nella Raffineria di Taranto a quanto disposto dall'Art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. Tale decreto è stato inoltre successivamente aggiornato dal Decreto prot. DEC/MIN/357/2016 del 05/12/2016 al fine di allineare la durata della previsione di cui al punto 1., lettera c) del parere istruttorio allegato al decreto del 30/12/2015 alla conclusione del presente procedimento di riesame.

Con Decreto 127/DVA del 08/04/2016 è stato disposto il Riesame complessivo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'esercizio della Raffineria, riesame finalizzato ad adeguare il provvedimento alle conclusioni sulle BAT relative al settore della raffinazione di cui alla decisione di esecuzione 2014/738/UE del 9 ottobre 2014, nonché a comprendere in un'unica autorizzazione l'esercizio della centrale termoelettrica ex EniPower. Col medesimo decreto di avvio è stata richiesta al Gestore la documentazione necessaria a procedere al riesame.

Il Gestore, con nota prot. 270 del 28/07/2016, acquisita al prot. DVA/19989 del 29/07/2016, ha trasmesso la documentazione richiesta col decreto dell'08/04/2016 di avvio del riesame AIA.

Ulteriore documentazione è stata successivamente richiesta dal Gruppo Istruttore al Gestore, documentazione che è stata in parte consegnata *brevi manu* nel corso della riunione del Gruppo istruttore del 02/12/2016 e in parte trasmessa con nota RAFTA/DIR/RP/416 del 22/12/2016, acquisita al prot.DVA-31084/2016 del 23/12/2016, a seguito delle richieste del Gruppo Istruttore.

Con nota prot. DVA 23516 del 26/09/2016, l'Autorità Competente, prendendo atto di quanto segnalato dal Gruppo istruttore, con la nota inoltrata dal Presidente della Commissione con nota CIPPC 1362/2016 del 16/09/2016, in merito alla necessità di inquadrare i procedimenti di cui agli ID 42/575, ID 22/574, ID 42/885 e ID 42/1047 nell'ambito del presente procedimento di riesame (ID 42/1055), al fine di tenere conto anche delle BAT-Conclusions di settore, ha comunicato l'unificazione dei citati procedimenti.

Conseguentemente, il presente parere contiene anche gli esiti istruttori relativi agli aspetti specificatamente oggetto dei seguenti procedimenti:

- ID 42/575: riesame parziale dell'AIA della Raffineria ENI S.p.A.;
- ID 22/574: riesame parziale dell'AIA della CTE di stabilimento;
- ID 42/885: modifica sostanziale concernente nuovo sistema VRU di Raffineria;
- ID 42/1047 riesame per analisi condotti camini E2 e E3;

### Procedimenti unificati

Nella seguente tabella sono riepilogati tutti i procedimenti istruttori ancora non conclusi e ricompresi nel presente procedimento di Riesame dell'AIA.

ID Procedimento	Tipologia di procedimento
42/575 (compreso l'ID 42/288)	Riesame parziale dell'AIA della Raffineria (comprensivo della modifica prescrizione piano pavimentazione principali pipe way)
22/574	Riesame parziale dell'AIA della CTE di stabilimento
42/885	Modifica sostanziale nuova URV
42/1047	Riesame per analisi condotti camini E2 e E3

### Autorizzazioni sostituite

Nella seguente tabella sono riepilogati tutti gli atti autorizzativi vigenti che si devono intendere integralmente sostituiti dal presente provvedimento:

ID Procedimento	Tipologia di procedimento		ATTO autorizzativo
42	Prima AIA	Raffineria	DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010
22	Prima AIA	Centrale	DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010
42/462	Ottemperanza Prescrizioni	Art. 1, commi 3,4,5,6,7	DVA/2013/16028 del 09/07/2013
42/407	Modifica non Sostanziale	Modifica dell'URV	DVA/2013/26976 del 22/11/2013
42/677	Modifica non Sostanziale	Nuovo assetto RHU/HDC	DVA/2015/14374 del 28/05/2015
42/884	Modifica Sostanziale	Adeguamento ai nuovi valori limite emissivi di cui all'Art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.	DM 318/2015 del 30/12/2015 DM 357/2016 del 05/12/2016

### Autorizzazioni vigenti

Nella seguente tabella sono riepilogati gli atti autorizzativi conclusivi di procedimenti VIA/AIA vigenti che si devono intendere ancora validi, le cui prescrizioni AIA sono però riprese nel presente parere:

ID Procedimento	Tipologia di procedimento		ATTO autorizzativo
42/222	VIA/AIA	Progetto Tempa Rossa	DVA/DEC/2011/573 del 27/10/2011 DM n. 373 del 27/12/2017
VIP/2880	Ottemperanza prescrizioni VIA	Verifica di ottemperanza prescrizione A) 2 del decreto VIA del 27/10/2011	DVA/2015/3179 del 04/02/2015
VIP/2991	Esclusione VIA	Nuova URV	DVA/DEC/2015/475 del 17/12/2015
22/391	VIA/AIA	Adeguamento della Centrale di Cogenerazione	DM n. 75 del 29/03/2017

#### 9.1 ID 42/575 – Procedimento di Riesame

Con decreto n. DVA/DEC/2013/194 del 26/06/2013 è stato disposto il riesame dell'AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 rilasciata alla Eni S.p.A. per l'esercizio della Raffineria di Taranto (procedimento ID 42/575).

Tale riesame è finalizzato:

- a) alla verifica delle modalità di esercizio autorizzate per la raccolta di acque meteoriche e di drenaggio nei serbatoi all'interno della Vasca TAE-B [paragrafo 9.1.1];
- b) all'adeguamento del decreto di AIA del 24/5/2010 con le disposizioni recate dal piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell'aria nel quartiere Tamburi (TA)" per gli inquinanti benzo(a)pirene e PM10, approvato dalla Regione Puglia con decreto di Giunta Regionale n. 1944 del 2 ottobre 2012 [paragrafo 9.1.2];
- c) alla valutazione delle interconnessioni esistenti con gli altri impianti dell'area dotati di autorizzazione integrata ambientale, con riferimento alle condizioni in materia di qualità dell'aria già definite per lo stabilimento ILVA con decreti del 4 agosto 2011 e del 26 ottobre 2012 [paragrafo 9.1.3];
- d) all'adeguamento del decreto di AIA del 24/5/2010 alle disposizioni relative all'esercizio recate dal parere di VIA DVA-DEC-2011-573 del 27/10/2011 [paragrafo 9.1.4];
- e) riesame dei seguenti aspetti (già oggetto del procedimento di verifica adempimento prescrizioni di cui all'ID 42/462):
  - modalità tecniche attuative delle coperture delle vasche di disoleazione e le tempistiche relative [paragrafo 9.1.5 a)];
  - monitoraggio e valutazione degli odori e analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi [paragrafo 9.1.5 b)].

In tale procedimento di riesame sono inoltre confluiti i seguenti procedimenti di modifica/riesami:

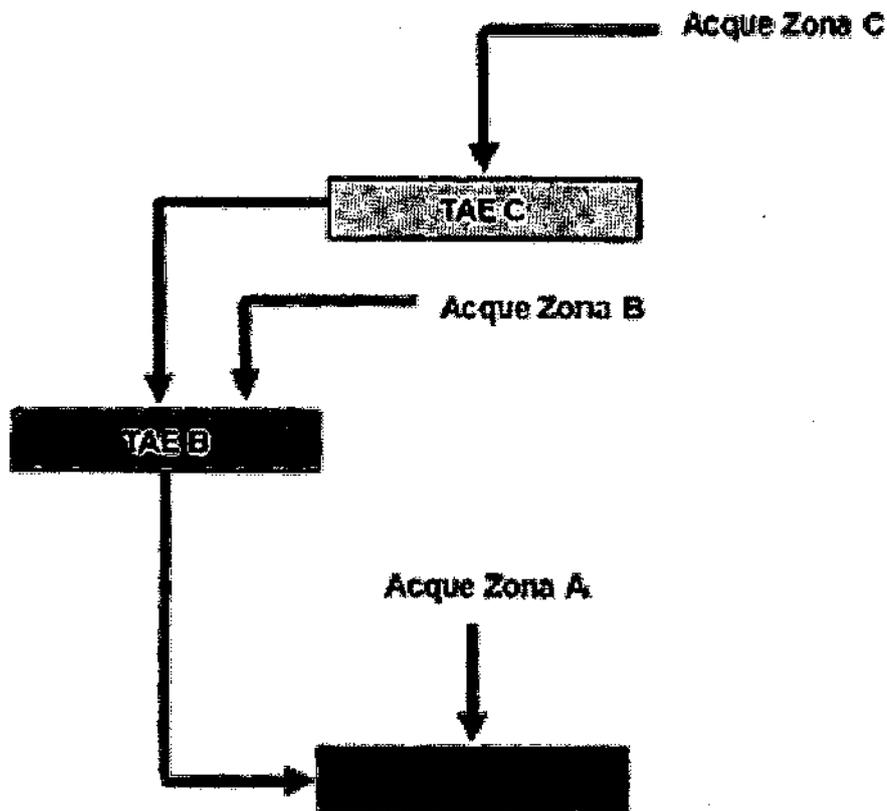
- **ID 42/288** - piano di pavimentazione delle principali pipe way, di cui alla nota RADTA/DIR/CG/145 del 30 giugno 2011 [paragrafo 9.1.6];
- **ID 42/407** - impianto recupero vapori presso il terminale marittimo, di cui alla nota RADTA/DIR/CG/141 del 11 luglio 2011, concluso con provvedimento nota prot. n. DVA/2013/26976 del 22/11/2013 che autorizzava il punto di emissione S6, che si riporta per completezza [paragrafo 9.1.7];
- **ID 22/574**, in quanto a seguito della nota prot. n. RAFTA/DIR/LA/201 del 19/10/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. DVA-2013-24115 del 22/10/2013, con cui ENI S.p.A. comunicò il subentro ad Enipower S.p.A. nella gestione della centrale termoelettrica della Raffineria di Taranto, il riesame dell'AIA della Raffineria (ID 42/575) include anche il procedimento ID 22/574 avviato con decreto n. DVA/DEC/2013/195 del 26/06/2013 per il riesame dell'AIA n. DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010 rilasciata per l'esercizio della centrale termoelettrica ex Enipower, volto all'adeguamento della medesima AIA al Piano Tamburi [paragrafi 9.1.2 e 9.1.3].

### **9.1.1 Verifica delle modalità di esercizio autorizzate per la raccolta di acque meteoriche e di drenaggio nei serbatoi**

Relativamente alla raccolta delle acque meteoriche e di drenaggio nei serbatoi all'interno, sulla base degli esiti della riunione del Gruppo istruttore del 23 e 24 settembre 2013, il Gestore con nota prot. RAFTA/DIR/LA/213 del 31/10/2013 (DVA-25182/2013 del 05/11/2013) ha trasmesso le integrazioni documentali, fornendo:

- la descrizione degli impianti di trattamento acque reflue TAE, che si suddivide in tre linee denominate TAE A, TAE B e TAE C, con l'indicazione dei flussi in ingresso e in uscita dagli stessi, descrizione riportata anche al paragrafo 6.2 del presente parere;
- descrizione dello scarico a mare B, descrizione riportata anche al paragrafo 6.9 del presente parere;
- Sistema di approvvigionamento idrico e bilancio idrico;
- la planimetria della rete drenaggi dei serbatoi di stoccaggio;
- la planimetria della rete di raccolta delle acque meteoriche.

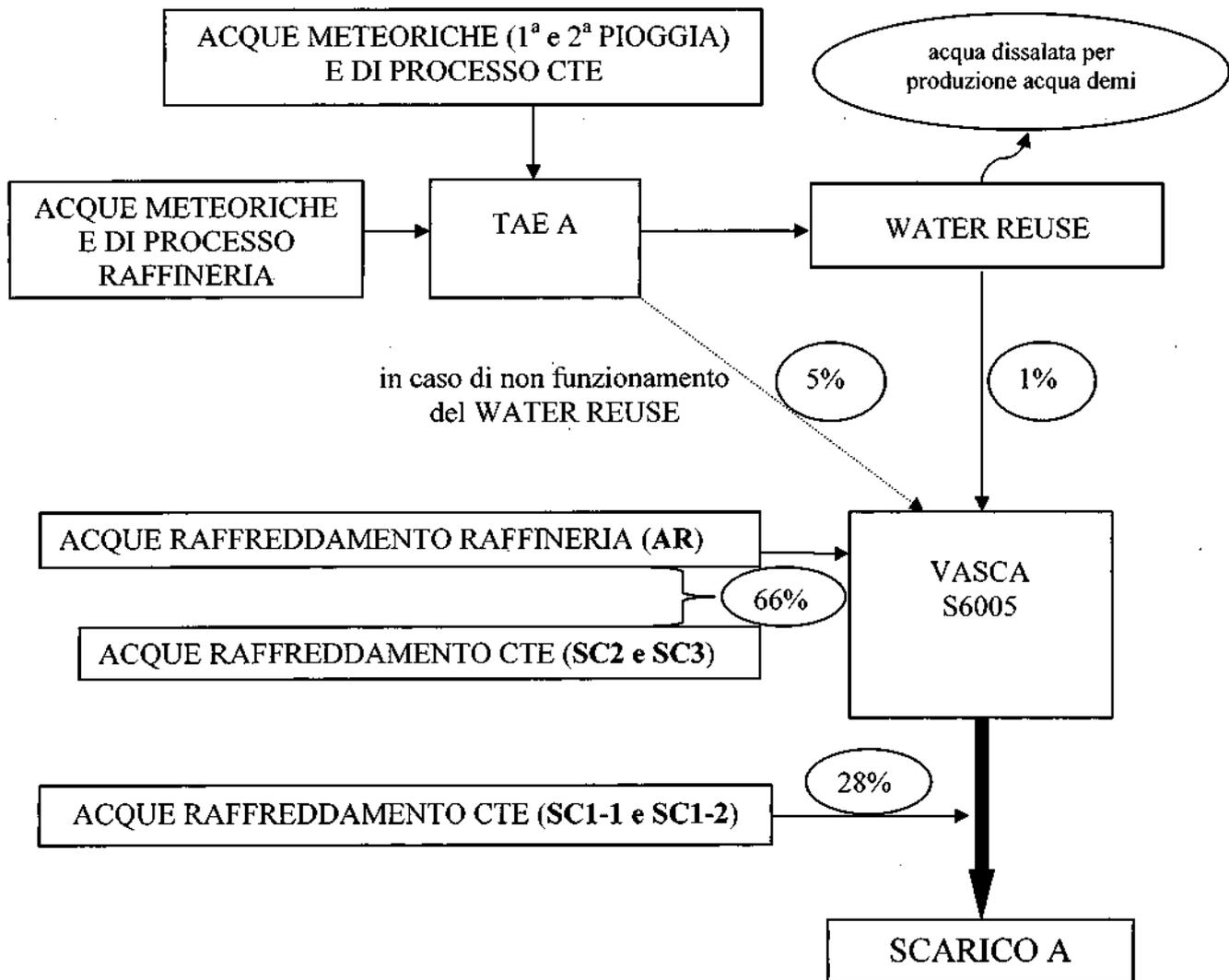
In sintesi, nel suo complesso il TAE, descritto in dettaglio al paragrafo 5.1, si suddivide in tre linee denominate TAE A, TAE B e TAE C, che ricevono e trattano, rispettivamente, le acque provenienti da tre zone distinte denominate Zona A, Zona B e Zona C. Tutte le acque derivanti dalle zone B e C e pre-trattate nel TAE B e TAE C, sono quindi convogliate al TAE A, che presenta lo schema di trattamento più completo, al fine di ridurre ulteriormente il carico inquinante.



Inoltre, con riferimento ai reflui della centrale:

- le acque reflue della centrale derivanti dal processo, da drenaggi e spurghi delle varie apparecchiature d'impianto e dalla raccolta delle acque piovane potenzialmente inquinabili da oli o prodotti chimici sono convogliate, attraverso i diversi sistemi di fognatura della raffineria, tra cui i tre pozzetti limite di batteria (P192A, P178A e P145A), all'impianto trattamento reflui di raffineria (TAE A);
- le acque di raffreddamento sono, invece, scaricate (attraverso gli scarichi parziali SC1, SC2 e SC3) nel sistema di fognatura della raffineria, convogliate alla vasca S6005 oppure direttamente nel canale finale di Raffineria (Scarico A) e da qui nel corpo idrico recettore, il Mar Grande di Taranto. Con la documentazione integrativa all'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. AMDE - 85/2013 del 16/09/2013, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19/09/2013, al n. DVA-2013-21386, il Gestore ha dichiarato che, a seguito della dismissione di diverse apparecchiature, non verranno più utilizzati gli scarichi parziali SC3-1 e SC3-2.

Di seguito si riporta uno stralcio tratto dal Parere Istruttorio Conclusivo ( prot. CIPPC-00-2014-0001642 del 26/09/2014) parte integrante del provvedimento di VIA/AIA DMA 75 del 29/03/2017, che rappresenta il flusso delle acque reflue della Raffineria, compresa la centrale, in ingresso all'impianto di trattamento TAE e allo scarico finale A.



Per avere un'indicazione delle percentuali in volume degli scarichi parziali si è fatto riferimento a quanto riportato a pag. 62 del PIC allegato al decreto di AIA DVA-DEC-2010-273 del 24 maggio 2010 della Raffineria.

E' importante sottolineare che le acque meteoriche e di processo della raffineria, compresa la centrale, dopo il trattamento all'impianto TAE, vengono inviate all'impianto Water Reuse, che opera un ulteriore trattamento (Ultrafiltrazione, Osmosi inversa e Filtrazione su carboni attivi) e da qui quasi completamente riutilizzate per la produzione acqua demi. Le acque di scarico del TAE A rappresentano infatti solo circa l'1% delle acque scaricate allo scarico A (scarico parziale WR a valle del Water Reuse) o al massimo il 5% (scarico parziale UB) in caso di manutenzione del Water Reuse.

Inoltre, come riportato al par. 5.7 del presente parere, solo in occasione di eventi meteorici eccezionali e particolarmente intensi viene attivato lo Scarico B per lo scarico nel corpo idrico recettore "Mar Grande" delle acque meteoriche di "seconda pioggia".

Sulla base di quanto più dettagliatamente riportato dal Gestore nella relazione allegata alla nota di trasmissione delle integrazioni del 31/10/2013, l'utilizzo di tale scarico avviene, quindi, solo ed esclusivamente in occasione di eventi meteorici eccezionali che non consentono di gestire, attraverso le dotazioni impiantistiche della Raffineria – ovvero i serbatoi di accumulo a corredo degli impianti di trattamento- situazioni straordinarie ed anomale. Pertanto, unicamente in tali circostanze e solo dopo

apposita autorizzazione da parte del Consegnatario di Turno, il Gestore provvede ad attivare tale scarico consentendo il deflusso verso il corpo idrico recettore delle acque successive a quelle di prima pioggia.

A riguardo, è necessario tener presente che la Regione Puglia, con Regolamento n. 26 del 9 dicembre 2013, ha disciplinato le modalità di raccolta e trattamento delle acque meteoriche e, in considerazione di tale Regolamento, al punto B.4) b) dell'allegato 1 del provvedimento di VIA/AIA DM 75 del 29/03/2017 è riportata la seguente prescrizione:

*“Il Gestore dovrà fornire entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA all'Autorità Competente una relazione relativa alla verifica del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche nei termini di cui al Regolamento della Regione Puglia n. 26 del 9 dicembre 2013, e proporre gli interventi di risanamento eventualmente necessari. Entro lo stesso termine temporale, il Gestore dovrà altresì fornire all'Autorità Competente una relazione relativa agli esiti della verifica dell'integrità delle attuali superfici impermeabili, tenuto conto anche dei prossimi interventi relativi al progetto di adeguamento della centrale, ed eventualmente proporre i necessari interventi di risanamento.”*

- [1] Il Gruppo istruttore intende estendere all'intera Raffineria la disposizione, riportata al punto B.4), lettera b) dell'allegato 1 del provvedimento di VIA/AIA DM n. 75 del 29/03/2017, prescrivendo pertanto al Gestore di fornire entro 6 mesi dal rilascio del presente provvedimento di AIA all'Autorità Competente una relazione relativa alla verifica del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche conformemente al Regolamento della Regione Puglia n. 26 del 9 dicembre 2013, e proporre gli interventi di risanamento, eventualmente necessari, compreso l'adeguamento dell'attuale sistema di trattamento delle acque reflue (TAE). Tale verifica dovrà infatti prendere necessariamente in considerazione anche le acque meteoriche associate all'intervento di impermeabilizzazione delle *pipe way* di stabilimento, prescritto nel presente provvedimento al paragrafo 9.1.6, e dei bacini di contenimento di cui al paragrafo 10.3.
- [2] Entro 6 mesi dal rilascio del presente provvedimento, il Gestore dovrà altresì fornire all'ISPRA una relazione relativa agli esiti della verifica dell'integrità delle attuali superfici impermeabili ed eventualmente proporre i necessari interventi di risanamento.

**9.1.2 Adeguamento del decreto di AIA del 24/05/2010 alle disposizioni recate dal “Piano contenente le prime misure di intervento per il risanamento della qualità dell’aria nel quartiere Tamburi (TA)” per gli inquinanti benzo(a)pirene e PM10, redatto ai sensi dell’art. 9, comma 1 e 2 del D.Lgs. 155/2010, approvato dalla Regione Puglia con deliberazione della Giunta Regionale 2 ottobre 2012, n. 1944 (BURP n. 147 del 10/10/2012).**

Con riferimento a quanto già riportato nella parte descrittiva del presente parere in merito alle misure previste dal c.d. “Piano Tamburi”, con le note prott. n. RAFTA/DIR/CG/172 del 31 agosto 2012 e n. EPTA/PC/21082012 del 31/08/2012, sono state trasmesse agli Enti locali le relazioni tecniche contenenti le misure di intervento adottate e previste per gli inquinanti benzo(a)pirene (B(a)P) e PM10 emessi rispettivamente dalla Raffineria e dalla centrale della raffineria ex Enipower, al fine del risanamento della qualità dell’aria nel quartiere Tamburi. Da tali relazioni emerge che, per quanto concerne le emissioni di B(a)P, il ciclo produttivo della centrale è tale da non produrre emissioni di B(a)P, mentre le emissioni convogliate di B(a)P dalla raffineria hanno valori in concentrazione sempre inferiori e/o prossimi al limite di rilevanza e i relativi flussi di massa non superano in nessun caso la soglia di significatività indicata dal Piano Tamburi e pari a 0.5 g/h. In tali relazioni sono inoltre state individuate le pertinenti azioni correttive al fine di raggiungere gli obiettivi di mitigazione previsti dal Piano relativi alle emissioni convogliate di PM10.

In Allegato A.24 consegnato dal Gestore, nel corso della riunione di Gruppo Istruttore-Gestore del 02/12/2016, il Gestore dichiara che la Raffineria di Taranto, nel rispetto di quanto prescritto dal Piano di risanamento, in concomitanza dei *wind days* adotta una serie di azioni gestionali ed operative atte a minimizzare le emissioni convogliate del parametro PM10 (es. programmazione e modulazione degli interventi che possono generare transitori, effettuazione di campagne di analisi una tantum in corrispondenza dei camini E1 ed E2 per la verifica e validazione delle misure adottate ai fini del raggiungimento degli obiettivi prefissati, etc.).

[3] Si prescrive al Gestore che, durante i *wind-days*, al fine di garantire l’obiettivo previsto di ridurre il flusso di massa di emissioni in aria di B(a)P (qualora presente in quantità significativa, ossia superiore alla soglia di rilevanza prevista alla tabella 1.1 della parte II dell’Allegato I alla parte quinta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., pari a 0.5 g/ora) e di PM10 del 10% rispetto ai valori medi giornalieri, relativamente ai punti di emissione aventi portata maggiore o uguale a 100.000 Nm<sup>3</sup>/h, dovrà porre in essere tutte le misure proposte nelle relazioni tecniche RAFTA/DIR/CG/172 del 31 agosto 2012 e EPTA/PC/21082012 del 31/08/2012.

[4] Si prescrive al Gestore che, durante i *wind days*, la CTE, le cui emissioni sono convogliate al camino E3, non potrà utilizzare più del 10% di olio combustibile se la portata è maggiore di 0,5 t/h; se la portata è minore di tale soglia l’olio combustibile dovrà essere escluso.

[5] Si prescrive al Gestore che, durante i *wind days*, le unità, le cui emissioni sono convogliate ai camini E1 e E2, non potranno utilizzare olio combustibile.

[6] Si prescrive al Gestore di redigere una relazione complessiva annuale che correli gli eventi transitori con le giornate di *wind days*, che dovrà essere riportata nel report annuale con le modalità definite nel PMC.

### **9.1.3 Valutazione delle interconnessioni esistenti con gli altri impianti dell'area dotati di autorizzazione integrata ambientale.**

A differenza delle prime AIA del 2010 rilasciate separatamente per l'esercizio della Raffineria e della Centrale, in quanto afferenti a Gestori diversi, in considerazione del subentro di ENI S.p.A. anche nella gestione della Centrale ex Enipower e conseguentemente della istanza della medesima Società di considerare la Raffineria e la Centrale in un'unica autorizzazione, il Gruppo Istruttore, nell'ambito del presente procedimento istruttorio, ha effettuato una valutazione integrata dell'esercizio sia della Raffineria che della Centrale, oramai asservita unicamente alle esigenze della raffineria, fissando le prescrizioni riportate nel presente parere.

Il Gruppo Istruttore ritiene quindi con il presente provvedimento conclusa l'analisi di tale aspetto con riferimento al complesso Raffineria + CTE.

La rivisitazione congiunta con le restanti AIA di competenza statale delle installazioni coinsediate nell'area di Taranto non può essere oggetto del presente parere in quanto le relative prescrizioni sono ancora in fase di attuazione o di riesame come previsto nell'art. 8 del DPCM del 29 settembre 2017.

### **9.1.4 Adeguamento del decreto di AIA del 24/05/2010 alle disposizioni relative all'esercizio recate provvedimento di VIA/AIA DVA/DEC/2011/573 del 27/10/2011.**

Per quanto attiene le prescrizioni riportate alla lettera B) del decreto di VIA/AIA del 27/11/2011, pertinenti con l'esercizio della Raffineria esistente sono riportate ed armonizzate nel successivo capitolo 10.

### **9.1.5 a) Modalità tecniche attuative delle coperture delle vasche di disoleazione e le tempistiche relative**

Come dichiarato dal Gestore e sulla base degli esiti delle ispezioni condotte da ISPRA, gli interventi di copertura previsti per le vasche TAE A, TAE B e TAE C sono stati completati.

Tuttavia, con nota prot. 25085 del 27/04/2016, ISPRA ha segnalato che alcune vasche, non considerate nel progetto di copertura approvato con il PIC di cui all'ID 42/462, sono risultate prive di copertura, rilevando nel contempo la presenza di odori.

- [7] Si prescrive al Gestore, tenendo conto della nota ISPRA sopra citata, di eseguire ulteriori lavori di copertura delle vasche e pozzetti non già considerati nel progetto approvato di cui all'ID 42/462 quali:
- presso il TAE A: la vasca identificata come "adiacente alla S6004 A/B/C", coperta solo con teli e con diversi punti di discontinuità; il pozzetto di arrivo della fogna oleosa alla vasca S6004 A/B/C e lo stramazzo adiacente alla vasca di raccolta dei fanghi S6014;
  - presso il TAE B: il punto di arrivo dei "drenaggi serbatoi e drenaggi piattaforma ATB greggio" e gli stramazzi adiacenti alle vasche S6002, S6012 e S6013;
  - presso il TAE C: la vasca S-6003C, attualmente parzialmente coperta con teli.

### 9.1.5 b) Monitoraggio delle emissioni odorigene e interventi di mitigazione

Si riporta di seguito un riepilogo della questione relativa al monitoraggio delle emissioni odorigene, dalla fine del 2012 ad oggi.

Nell'Allegato 5 alla nota prot. DVA/2012/28250 del 22/11/2012, presentata in adempimento a quanto prescritto dall'Art.1, commi 3, 4, 5,6 e 7 del Decreto AIA prot. DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010, il Gestore ha fornito il Piano di Monitoraggio delle emissioni odorigene e la mappatura delle possibili sorgenti.

La documentazione trasmessa dal Gestore è stata valutata conforme a quanto prescritto dall'Art.1, comma 7 del Decreto AIA (cfr. PIC prot. DVA-16028/2013 del 09/07/2013).

In occasione della riunione del Gruppo Istruttore del 23-24/09/2013, ARPA Puglia ha presentato delle osservazioni preliminari relativamente alla documentazione prodotta dal Gestore (Allegato A al Verbale prot. CIPPC-1823/2013 del 30/09/2013). In particolare ARPA Puglia rilevava che il documento presentato dal Gestore non teneva conto delle fasi di arresto, avvii e fermate e sottolineava le criticità legate alla gestione degli idrocarburi residui nei serbatoi soggetti ad operazioni di pulizia/bonifica, con conseguente dispersione di sostanze odorigene in atmosfera.

ARPA Puglia riteneva infine necessaria la formulazione di uno specifico piano che considerasse sia lo scenario di funzionamento routinario degli impianti che gli eventi transitori, per i quali si rendeva necessario analizzare le emissioni odorigene e le conseguenti eventuali misure di mitigazione.

Con nota ISPRA prot. n. 39045 del 02/10/2013 l'Autorità di Controllo trasmetteva una nota di valutazioni sull'attuazione del "Piano di monitoraggio delle emissioni odorigene", anche ad esito dei risultati dalle campagne di monitoraggio condotte dal Gestore negli anni 2011,2012 e 2013.

In tale nota ISPRA evidenziava delle criticità nel posizionamento dei recettori sensibili rispetto alle direzioni dei venti prevalenti e ribadiva la valutazione delle situazioni di transitorio e degli interventi di mitigazione in atto. Pertanto, ISPRA riteneva di richiedere al Gestore una revisione del piano di monitoraggio delle emissioni odorigene e una relazione che descriveva gli interventi di mitigazione. A tale nota l'Autorità Competente diede seguito con una richiesta al Gestore di cui al prot. DVA-24484/2013 del 28/10/2013.

Con nota RAFTA/DIR/LA/39 del 28/02/2014 il Gestore riscontrava il documento ISPRA, sottolineando che:

- i recettori di cui al piano di monitoraggio adottato sono prevalentemente ubicati sottovento alla Raffineria in condizioni di vento da Ovest in quanto lo stesso spira dal mare verso l'entroterra e la scelta degli stessi è ritenuta coerente rispetto alla direzione dei venti prevalenti.
- le condizioni di transitorio sono aspetti previsti nella normale conduzione degli impianti e le attività di monitoraggio olfattometrico eseguite dipendano solo dalle condizioni anemometriche e non dall'assetto di marcia assunto dalla Raffineria.

Relativamente agli interventi di mitigazione degli impatti olfattivi, il Gestore individuava un elenco di quelli in corso alla data di redazione della nota, fornendo lo stato di attuazione/avanzamento delle relative attività:

- Programma LDAR – Avviato nel 2010;
- Copertura vasche Impianto TAE – termine previsto per Aprile 2014;

Con nota prot. 21466/2014 del 11/04/2014 ARPA Puglia trasmetteva le proprie valutazioni in merito al documento trasmesso dal Gestore, evidenziando le seguenti criticità:

- scelta dei recettori e dello scenario "worst case" da parte del Gestore;
- valutazioni del Gestore in merito ai livelli di concentrazione superiori in siti lontani dalla Raffineria;
- tempi di analisi dei campioni non conformi alla norma UNI EN 13725/2004;
- valutazioni del Gestore in merito ai valori di incertezza.

Con nota prot. 16484/2014 del 16/04/2014, ISPRA trasmetteva le proprie valutazioni in merito al documento trasmesso dal Gestore, rilevando che il Gestore nella sua nota non aveva fornito elementi nuovi, ritenendo altresì valide le osservazioni già esperite in merito all'attuazione del monitoraggio degli odori illustrate nella nota prot. ISPRA 39045/2013 del 02/10/2013.

Con nota prot. 35864/2014 del 08/09/2014, a seguito degli esiti del sopralluogo effettuato presso la Raffineria su richiesta da parte della Prefettura di Taranto per segnalazioni di odori molesti nella città di Taranto, ISPRA proponeva all'Autorità Competente di prescrivere al Gestore l'esecuzione di una nuova campagna di monitoraggio che tenesse conto delle osservazioni esperite da ISPRA e ARPA Puglia, includendo anche attività di monitoraggio nel corso di una fermata di unità di raffineria attinenti alla generazione di composti odorigeni

Pertanto, con nota prot. DVA-33360 del 16/10/2014, l'Autorità Competente prescriveva al Gestore di effettuare quanto richiesto da ISPRA.

Con nota RAFTA/DIR/LA/249 del 16/12/2014, il Gestore trasmetteva il *Piano di Monitoraggio delle emissioni odorigene – Rev 1 datato Dicembre 2014* e una nota tecnica di definizione degli interventi di mitigazione della diffusione degli odori, in risposta a quanto prescritto dall'Autorità Competente. Le principali integrazioni al precedente piano di monitoraggio riguardavano principalmente:

- Estensione dell'attività di monitoraggio all'esterno della Raffineria;
- Monitoraggio dei transitori;
- Georeferenziazione dei recettori;
- Dati di monitoraggio e analisi dell'incertezza della misura.

Nella nota il Gestore ribadiva che la Raffineria aveva agito in maniera significativa sul contenimento delle emissioni fuggitive e, nello specifico, l'azione di contenimento era stata realizzata mediante l'attuazione del programma LDAR, mentre per le emissioni diffuse l'intervento aveva riguardato la copertura delle vasche dell'impianto TAE, interventi entrambi eseguiti in ottemperanza a specifiche prescrizioni dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. Inoltre, il Gestore ribadiva che:

- le potenziali sorgenti emissive presenti all'interno della Raffineria di Taranto sono posizionate di fatto in tutte le varie aree dello stabilimento, circostanza questa che garantisce l'idoneo presidio a tutte le zone dello stabilimento, e questo in qualsiasi condizione di marcia degli impianti.
- l'attività di monitoraggio olfattometrico conseguente al Piano di Monitoraggio dipende solo dalle condizioni anemometriche riferibili ai venti prevalenti, aspetto quest'ultimo che esula dal particolare assetto di marcia assunto dalla Raffineria durante i monitoraggi, condizione che evidenzia la rappresentatività del dato misurato in ogni condizione dello stabilimento, ossia anche in condizioni di transitorio.

A conferma di quanto sopra, il Gestore evidenziava che le attività di monitoraggio olfattometrico sono state effettuate sia nei giorni immediatamente successivi ad una comunicazione di riavviamento impianti e, quindi, in condizioni di transitorio di impianto ancora in essere (cfr. comunicazione RAFTA/DIR/CG/90 del 20 MAG 2013 e relativo Rapporto di Indagine del 22 MAG 2013), sia in concomitanza di condizioni di transitorio di impianto per fermata/riavviamento impianti (cfr. comunicazione RAFTA/DIR/LA/219 del 06/11/2013 e relativo Monitoraggio olfattometrico Straordinario del 07/11/2013).

Per quanto attiene alla valutazione delle procedure di fermata e riavvio degli impianti con identificazione delle eventuali sorgenti temporanee di sostanze odorigene, delle relative azioni di riduzione, il Gestore dichiarava che la Raffineria di Taranto, in occasione di fermate programmate per manutenzione degli impianti con fasi di transitorio più gravose, ossia i transitori di impianto che coinvolgono contemporaneamente più unità di Raffineria significative anche dal punto di vista del processo produttivo, adotta da tempo accorgimenti di tipo impiantistico-gestionali finalizzati ad evitare qualsiasi ipotetica emissione odorigena connessa a tali attività.

Nello specifico, il Gestore riportava i principali accorgimenti finalizzati a neutralizzare le potenziali sorgenti di sostanze odorigene, ipotizzabili, in occasione delle suddette fermate:

- Adozione di idonei ratei di variazione dei parametri fisici caratteristici dell'attività in essere (variazione di temperatura e pressione dei fluidi interni all'impianto);
- Adozione di idoneo piano analitico mirato a caratterizzare la composizione dei fluidi presenti all'interno dell'impianto;
- Autorizzazione all'isolamento delle apparecchiature di cui è prevista l'apertura;
- Esecuzione di prove strumentali atte a scongiurare la presenza di sostanze pericolose;

- Autorizzazione all'apertura delle apparecchiature già isolate.

Pertanto, la Raffineria prevedeva di mettere in atto il monitoraggio olfattometrico anche in occasione di fermate programmate per manutenzione degli impianti con fasi di transitorio più gravose.

Con nota DVA – 1148/2015 l'Autorità Competente ha richiesto all'ISPRA le proprie valutazioni in merito alla revisione del piano di monitoraggio trasmesso dal Gestore.

Con nota prot. 14434/2015 del 12/03/2015 ARPA Puglia (a seguito della richiesta di parere formulato da ISPRA con nota prot. 3763/2015 del 27/01/2015), trasmetteva le proprie valutazioni relativamente all'aggiornamento del piano di monitoraggio trasmesso dal Gestore, ritenendo che il piano di monitoraggio trasmesso dal Gestore non esaustivo delle osservazioni formulate e richiedendo un nuovo aggiornamento come dettagliato nella nota ARPA prot. 10041/2015 del 24/02/2015.

Con nota prot. 13968/2015 del 27/03/2015, ISPRA proponeva all'Autorità Competente di diffidare il Gestore all'aggiornamento, entro 30 giorni, del piano di monitoraggio delle emissioni odorigene secondo quanto richiesto da ARPA Puglia. Tale proposta fu accolta dall'Autorità Competente con la nota di diffida prot. DVA-10244/2015 del 16/04/2015.

Con nota RAFTA/DIR/LA/144 del 15/05/2015, il Gestore forniva una nota tecnica in cui propone le modifiche da effettuare al piano di monitoraggio delle emissioni odorigene.

Con nota prot. 49193/2015 del 03/11/2015, ISPRA riteneva le proposte del Gestore non esaustive e rimandava all'attuazione delle proposte operative di ARPA Puglia dettagliate nella nota prot. 59845/2015 del 21/10/2015.

Pertanto, con nota RAFTA/DIR/RP/347 del 22/12/2015, il Gestore trasmetteva il "*Piano di monitoraggio delle emissioni olfattive – Rev2 Dicembre 2015*". Gli aggiornamenti evidenziati dal Gestore rispetto alla precedente revisione del piano di monitoraggio, riguardano principalmente:

- la scelta dei recettori esterni all'impianto;
- la tempestività dei campionamenti.

A valle di tale nuova versione del Piano, con nota prot. 24131 del 20/04/2016, ISPRA proponeva all'Autorità Competente di sospendere la diffida e rimandare la valutazione alla Commissione AIA-IPPC nell'ambito di un riesame che affronti la problematica dal punto di vista degli interventi mitigativi alla sorgente e delinea conseguentemente un opportuno monitoraggio. Nelle more di tali valutazioni, ISPRA proponeva che il Gestore desse seguito alla Rev2 del Piano di monitoraggio (trasmessa con nota RAFTA/DIR/RP/347 del 22/12/2015).

Conseguentemente, con nota prot. DVA-11600/2016 del 29/04/2016, l'Autorità Competente invitava la Commissione AIA-IPPC a tener conto di quanto richiesto da ISPRA nella nota prot. 24131 del 20/04/2016 nell'ambito dei procedimenti di riesame in corso, sospendendo la diffida al Gestore.

ISPRA con nota prot. 13605 del 20/03/2017 ha ribadito quanto già riportato nella nota del 20/04/2016.

Con nota prot. DVA 5216 del 06/03/2017, la DVA ha inoltrato alla Commissione AIA la documentazione trasmessa dal Gestore con nota prot. RAFTA/DIR/RP/83 del 21/02/2017, contenente valutazioni tecniche sul metodo e sul merito degli accertamenti effettuati da ARPA Puglia in ordine ad episodi odorigeni segnalati dai cittadini di Taranto.

Il Gestore, come riportato nella parte descrittiva del presente parere, con la documentazione trasmessa a seguito del decreto di avvio del presente riesame, di cui alla nota prot. RAFTA/DIR/RP/270 del 28/07/2016, ha presentato in all. E10 il "*Piano di monitoraggio delle emissioni odorigene - Rev. 3*" - Luglio 2016, che differisce rispetto alla Rev.2 del 22/12/2015 solo per quanto attiene i punti di campionamento, i quali, conformemente a quanto indicato dal DM 274 del 16/12/2015, sono posizionati tutti all'interno della Raffineria. Inoltre con l'integrazione dell'allegato E.10 presentata nell'ambito della riunione del GI del 02/12/2016, il Gestore ha descritto gli interventi di mitigazione delle emissioni odorigene adottati, consistenti nell'attuazione del programma LDAR e nella copertura delle vasche TAE, evidenziandone i benefici ottenuti.

Il GI, prendendo anche atto delle dichiarazioni del Gestore e di quanto segnalato dall'ISPRA con le note del 20/04/2016, del 27/04/2016 e del 20/03/2016, prescrive al Gestore:

- [8] di effettuare dall'emanazione del presente provvedimento di AIA il monitoraggio delle emissioni odorigene limitatamente alle sorgenti ubicate all'interno del perimetro dell'installazione, con frequenza almeno mensile, conformemente al Piano rev. 3 - luglio 2016 riportato nell'allegato E10 della documentazione trasmessa per il presente riesame e alla Legge Regionale 16 aprile 2015, n. 23 e s.m.i., e di inserire tale attività nel proprio SGA, definendo specifiche procedure operative volte all'attuazione di idonee misure correttive nel caso di eventuali eventi odorigeni. Gli esiti di tale attività di monitoraggio dovranno essere riportati nel Report annuale con le modalità definite nel PMC;
- [9] di garantire il rispetto delle concentrazioni limite riportate nell'allegato tecnico di cui alla Legge Regionale 16 aprile 2015, n. 23 e s.m.i.
- [10] di effettuare, entro il 28 ottobre 2018, anche in conformità alla **BAT n. 49**, gli interventi volti a mitigare le emissioni odorigene generate dalla respirazione all'atmosfera dei serbatoi contenenti prodotti con tendenza a generare vapori, quali grezzo, virgin naphta, benzine, sode esauste, ovvero stoccati in serbatoi riscaldati quali i bitumi, come ad esempio: calze di contenimento sui tubi guida dei supporti, guaine sui tubi di calma e sui tubi guida dei tetti galleggianti, eventuali polmonazioni per alcune tipologie di prodotti.
- [11] di presentare all'Autorità Competente, entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento, uno studio volto a valutare l'eventuale presenza di emissioni odorigene connesse alle attività di carico/scarico effettuate presso il Campo Boe. Tale studio deve essere corredato anche da dati statistici della movimentazione degli ultimi tre anni, da stime quali-quantitative dei fenomeni odorigeni e da una descrizione delle operazioni e delle procedure attuate.

### 9.1.6 Modifica della prescrizione dell'AIA che prevede un "Piano di pavimentazione delle principali pipe way" (ID 42/288).

Al cap.7 pag 131 del Parere Istruttorio allegato al Decreto AIA prot. DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010, si prescrive al Gestore l'implementazione di un piano di pavimentazione delle principali pipe-way di stabilimento:

*"E' fatto obbligo di implementare e realizzare i seguenti tre interventi indicati dal Gestore in sede di domanda di autorizzazione:*

- *un piano di installazione dei doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici in minimo due serbatoi all'anno;*
- *un piano di pavimentazione delle principali pipe-way di stabilimento."*

Con nota n. RAFTA/DIR/CG/145 del 30/06/2011 (DVA/2012/16788 del 12/07/2011), il Gestore ha presentato istanza di modifica di tale prescrizione, proponendo di sostituirla con un piano di adozione di misure tecniche e gestionali considerate dal Gestore stesso *più appropriate ed efficaci, di più rapida attuazione e con minori cross-media effects.*

Successivamente, il Gestore, con le note di seguito riportate, ha trasmesso le integrazioni documentali richieste dal Gruppo istruttore:

- RAFTA/DIR/CG/239 del 19/12/2012 (DVA/2013/84 del 03/01/2013)
- RAFTA/DIR/LA/213 del 31/10/2013 (DVA/2013/25182 del 05/11/2013).

Nel documento allegato all'istanza del Gestore del 30/06/2011 è riportato uno studio di fattibilità dell'intervento prescritto nel Decreto AIA. All'interno di tale studio di fattibilità il Gestore fornisce una descrizione delle principali pipe-way di stabilimento prima di procedere con una disamina in merito alla fattibilità tecnico-economica dell'intervento di pavimentazione delle pipe-way. Il Gestore evidenzia che:

- la superficie utile occupata dalle principali pipe-way di Raffineria risulta pari a un totale di 77.905 m<sup>2</sup>
- le pipe-way non sono pavimentata
- le tubazioni sono molto prossime al piano campagna
- tutte le pipe-way principali sono provviste di canali di scolo delle acque meteoriche.

Ad esito della disamina della fattibilità dell'intervento di pavimentazione delle pi way, basata sulla valutazione dell'interazione dell'intervento di copertura con l'operatività della Raffineria, dei costi dell'opera e degli impatti sulla gestione delle acque meteoriche di stabilimento, il Gestore ha evidenziato la non fattibilità dell'intervento di pavimentazione delle pipe-way, proponendo, in alternativa, una serie di procedure di mitigazione del rischio di perdite dalle tubazioni.

Il Gestore dichiara che, allo scopo di mantenere efficienti le attrezzature di Raffineria, si eseguono controlli, ispezioni e manutenzioni secondo determinate procedure e frequenze. L'attività di ispezione, controllo e manutenzione preventiva è rivolta a varie tipologie di apparecchiature e macchine. Il Gestore elenca una serie di procedure/istruzioni:

- NT0756\_LG\_GEN-REV0 – Manuale di manutenzione industriale;
- NT\_0905\_LG\_ISP-REV0 – Manuale di ispezioni e collaudi;
- SGA-MOSTI-1/04-16 – Movimentazione e stoccaggio idrocarburi;
- SGA-EMAMB-0/04-19 – Emergenze Ambientali.

In particolare il Gestore dichiara che per le pipe-way, la Raffineria ha definito un programma di controllo ispettivo secondo le procedure ENI; le ispezioni visive sono invece condotte dal personale operativo e di manutenzione in accordo all'istruzione operativa NT1012\_IO\_ISP\_REV0.

Il Gestore dichiara inoltre che sulle linee delle pipe-way viene effettuato un controllo ogni 10 anni; in particolare viene effettuato un controllo spessimetrico nelle zone di maggiore criticità ed un'ispezione visiva per individuare eventuali anomalie.

Il Gestore dichiara altresì che le tubazioni sono protette dagli agenti atmosferici esterni mediante opportune vernici adatte per ambienti marini ed industriali. Nelle ispezioni decennali viene eseguita opera di ripristino di tali vernici delle zone eventualmente deteriorate.

Oltre all'applicazione delle sopra citate procedure di controllo e ispezione, allo scopo di ridurre il potenziale rischio di eventuali perdite accidentali dalle pipe-way, avviò uno studio finalizzato all'individuazione degli "accoppiamenti flangiati critici", definendo a valle dello stesso un piano di controlli per tali punti.

Nell'ambito delle integrazioni documentali trasmesse, il Gestore ha fornito poi una descrizione:

- delle modalità di ispezione e controlli preventivi effettuati dalla Raffineria sulle proprie pipe-way;
- delle misure, di comprovata efficacia, poste in essere dalla Raffineria per la mitigazione del rischio delle potenziali perdite accidentali di prodotti petroliferi dalle tubazioni (es. procedure di controllo, etc.);
- delle risultanze dello studio degli accoppiamenti flangiati "critici" di sito e relativo piano di controllo previsto per tali accoppiamenti. Nello specifico, dallo studio effettuato non si evidenziano situazioni di criticità in relazione a fattori quali: fluidi trasportati, condizioni di esercizio, fattori di stress meccanico, etc..

Con la nota prot. RAFTA/DIR/LA/213 del 31/10/2013 il Gestore ha fornito la planimetria delle aree pavimentate e non (terra nuda) della Raffineria. Dall'analisi di tale planimetria, si evidenzia la preponderante presenza di superfici non pavimentate, soprattutto nell'area su cui sono ubicati i serbatoi di stoccaggio. In particolare si evidenzia che la quasi totalità della pipe trench risulta non pavimentata.

Infine, nel documento "Eventuali criticità riscontrate nell'attuazione di prescrizioni AIA", di cui all'allegato E.4 della documentazione trasmessa a seguito del decreto di avvio del presente riesame, il Gestore ha ribadito le criticità connesse all'attuazione della prescrizione in parola. Il Gestore, inoltre, ha richiamato la nota prot. RAFTA/DIR/CG/213 del 05/10/2013 per precisare che sia l'intervento di pavimentazione delle principali *pipe way* di sito che l'intervento di pavimentazione dei bacini di contenimento dei serbatoi non fossero mai stati indicati dal Gestore in sede di domanda di AIA a suo tempo trasmessa e che, per tale motivazione, l'Autorità Competente avrebbe dovuto effettuare una rettifica della suddetta prescrizione.

Il GI, prendendo atto di quanto sopra riportato, prescrive al Gestore:

- [12]** di effettuare il monitoraggio delle *pipe way* secondo modalità e frequenze, concordate con l'ISPRA, tali da garantire, su tutti gli elementi critici della pipe-way di Stabilimento, il controllo dei rilasci e il tempestivo intervento in caso di rilasci accidentali al fine di prevenire contaminazioni del suolo. Gli esiti di tale attività di monitoraggio e manutenzione dovranno essere riportati nel report annuale con le modalità definite nel PMC;
- [13]** di trasmettere all'Autorità Competente, entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA, un piano di miglioramento contenente specifiche soluzioni tecniche finalizzate al contenimento e/o confinamento delle eventuali perdite dagli accoppiamenti flangiati "critici", comprese le tecniche di impermeabilizzazione, effettuando l'aggiornamento delle frequenze di ispezione in coerenza col piano presentato.

**9.1.7 Modifica relativa all'intervento di miglioramento dell'impianto recupero vapori presso il terminale marittimo (ID 42/407) - nota RAFTA/DIR/CG/141 del 11 luglio 2011.**

In merito al procedimento di modifica concernente l'intervento per migliorare le prestazioni dell'impianto recupero vapori ubicato presso il Terminale Marittimo (Pontile Petroli) di cui all'istanza del Gestore presentata con nota prot. RAFTA/DIR/CG/141 del 11 luglio 2011, la Commissione, con nota CIPPC/2013/2099 del 14/11/2013, ha trasmesso al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il Parere Istruttorio Conclusivo e il relativo Piano di Monitoraggio e Controllo.

Con il provvedimento prot. n. DVA/2013/26976 del 22/11/2013 si autorizzava il punto di emissione S6, attivo solo in condizioni di indisponibilità della rete *fuel gas*.

Le prescrizioni indicate nel parere istruttorio di cui alla nota della DVA del 22/11/2013 sopra citata sono riportate al successivo paragrafo 10.5 "Emissioni in atmosfera di tipo convogliato" del presente parere.



## 9.2 ID 42/885 – Modifica Sostanziale concernente nuovo sistema VRU di Raffineria

Con nota prot. RAFTA/DIR/LA/65 del 04/03/2015, acquisita al prot. DVA/2015/6732 del 11/03/2015, il Gestore ha presentato istanza di modifica sostanziale dell'AIA concernente il miglioramento tecnologico dell'Unità di recupero vapori (VRU), ubicata presso il terminale marittimo (Pontile Petroli), mediante la realizzazione di un nuovo sistema di recupero vapori.

Si riporta un riepilogo delle valutazioni esperite a seguito dell'analisi della documentazione presentata dal Gestore:

1. il decreto di AIA prot. DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 autorizzava un'Unità di Recupero Vapori con una emissione discontinua al camino S6, nel rispetto del limite di  $10 \text{ g/Nm}^3$  così come previsto dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. Conseguentemente, le emissioni teoriche di COV autorizzate al camino S6 risultavano pari a 42 t/anno, in considerazione di una portata in ingresso di  $1.400 \text{ Nm}^3/\text{h}$  e con una previsione di 3.000 h/anno di esercizio dell'URV;
2. il provvedimento di AIA prot. DVA/2013/26976 del 22/11/2013 autorizzava la modifica dell'Unità di Recupero Vapori, consistente nella realizzazione del collegamento dell'URV alla rete di *fuel gas* di Raffineria, al fine di annullare le emissioni di COV, conseguendo anche un recupero energetico pari a 48 TEP/anno. Le stime sopra descritte non contemplavano le condizioni di indisponibilità della rete *fuel gas* (fermate di impianti per esigenze operative) durante le quali l'URV avrebbe funzionato così come originariamente autorizzato dall'AIA del 2010, ossia convogliando le emissioni sempre al camino S6;
3. la modifica proposta dal Gestore e oggetto del presente parere prevede la sostituzione dell'esistente URV, collegata alla rete di *fuel gas*, con un sistema costituito da due URV di pari caratteristiche (ognuna in grado di trattare i vapori di ritorno da nave alla portata di caricamento di  $3.000 \text{ m}^3/\text{h}$ ) installate in parallelo, con a valle una Unità di Conversione Termica (UCV) in grado di abbattere gli idrocarburi residui e garantire una emissione residua di COV pari a circa 2 t/anno, in qualsiasi condizione impiantistica e di esercizio della Raffineria;
4. il provvedimento di VIA prot. DVA/2015/3179 del 04/02/2015 relativo alla verifica di ottemperanza della prescrizione di cui al decreto VIA/AIA prot. DVA/DEC/2011/573 del 27/10/2011, la quale prevedeva che *"Il Proponente dovrà presentare entro l'avvio dei lavori di costruzione del progetto un piano di intervento composto di interventi gestionali e/o tecnologici che permetta di conseguire la totale compensazione dell'incremento di emissioni di COV (36 t/anno) dovute al progetto Tempa Rossa e quindi mantenere l'assetto emissivo inalterato rispetto all'ante operam."*
5. dal provvedimento di cui al punto precedente emerge che:
  - sia la modifica all'URV, consistente nella realizzazione del collegamento alla rete di *fuel gas*, autorizzata con il provvedimento di AIA prot. DVA/2013/26976 del 22/11/2013, che la proposta alternativa di sostituzione dell'URV, con un nuovo sistema 2URV + 1UCV, costituiscono la prima parte del Piano di intervento di cui al punto precedente;
  - l'URV collegata alla rete di *fuel gas*, di cui al provvedimento di AIA del 22/11/2013, può globalmente determinare una riduzione di emissioni annue pari a 42 t/anno, ma che tale sistema non può funzionare durante le fermate di impianti per esigenze operative, ovvero, in condizioni di indisponibilità della rete di *fuel gas*;

- *la fermata di impianti è quantificabile in circa 60 g/anno e che le emissioni riferite a tali fasi sono quantificabili in circa 7 t/anno;*
  - al fine di prevenire le emissioni di COV in qualsiasi condizione impiantistica e di esercizio, e quindi anche durante le fermate di impianti per esigenze operative, è stata prevista la sostituzione dell'URV collegata alla rete *fuel gas* con un nuovo sistema costituito da 2URV + 1UCV, il quale permetterebbe, quindi, una riduzione delle emissioni di COV proprio durante la fase di fermata impianti;
6. il provvedimento di esclusione del progetto 2URV + 1UCV dalla procedura di VIA, prot. DVA/DEC/2015/475 del 17/12/2015, con prescrizioni, riporta che *il progetto per il miglioramento tecnologico del sistema di recupero dei vapori della Raffineria ENI non produce impatti significativi e negativi sull'ambiente, e al contrario si assiste ad una maggiore tutela;*
7. il punto di emissione S6 autorizzato con il provvedimento di AIA del 22/11/2013 si sarebbe dovuto attivare solo in condizioni di indisponibilità della rete *fuel gas*, ovvero durante le fermate impianti, e che, come risulta dal provvedimento di VIA del 04/02/2015, la fermata impianti è stata quantificata in circa 60 g/anno, pari a circa 500 h/anno di esercizio dell'URV; valutato che le emissioni dell'URV al camino S6 in tali condizioni sarebbero pari a:
- emissione teorica al camino S6 = (concentrazione teorica autorizzata dall'AIA 2010 = 10 g/Nm<sup>3</sup>) x (ore di fermata impianti/anno = 500 h/anno) x (portata camino S6 = 1.400 Nm<sup>3</sup>/h) = 7 t/anno;
  - emissione stimate al camino S6 = (concentrazione stimata dal gestore, di cui alla nota prot. RAFTA/DIR/CG/105 del 13/06/2013, per il post modifica AIA del 2013 = 3.192 mg/Nm<sup>3</sup>) x (ore di fermata impianti/anno = 500 h/anno) x (portata camino S6 = 1.400 Nm<sup>3</sup>/h) = 2 t/anno.
8. il progetto proposto dal Gestore può risultare sostanzialmente in linea con le migliori tecniche disponibili, stante le peculiari condizioni di esercizio previste dal Gestore;

Nel corso della riunione di Gruppo Istruttore del 04/03/2016, di cui al Verbale prot. CIPPC/289/2016 del 08/03/2016, è stata discussa la proposta preliminare di rispetto dei valori limite per le emissioni al nuovo camino S6 di seguito indicati:

Camino	Portata Nm <sup>3</sup> /h	Fasi di provenienza	Inquinante	VLE D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (mg/Nm <sup>3</sup> )	<sup>1</sup> Concentrazione max dichiarata dal Gestore (mg/Nm <sup>3</sup> )	Concentrazione media dichiarata dal Gestore (mg/Nm <sup>3</sup> )	<sup>2</sup> VLE prescritto (mg/Nm <sup>3</sup> )	<sup>3</sup> VLE prescritto (t/anno)
S6 new	18.000 <sup>1</sup>	Sistema recupero vapori al pontile VRU/VCU	HC totali	10.000	< 476	130	470	2
			H <sub>2</sub> S	5	< 2	2	2	0,03
			SO <sub>2</sub>	500	< 238	78	230	1,2
			NOx	500	< 200	200	200	3,1
			CO	---	< 250	111	250	1,7
			Polveri	50	< 29	11	20	0,17

<sup>1</sup> Il Gestore dichiara che la portata dei fumi e le concentrazioni di inquinanti riportate in tabella sono da intendersi come valori massimi riconducibili solo a determinate condizioni di funzionamento derivanti dalla variabilità degli assetti operativi dell'intero sistema da inizio a fine caricamento.

<sup>2</sup> I valori limite sono espressi come media oraria e riferiti al 3% O<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Come risulta da pag. 7 e 17 del parere allegato al provvedimento di esclusione dalla procedura di VIA del 14/12/2015, tali flussi sono stati calcolati dal medesimo Gestore sulla base della concentrazione media e della portata media pari a 14.600 Nm<sup>3</sup>/a e considerando che per un carico previsto di 5,2 milioni t/anno occorre un esercizio del sistema pari a 1.100 ore/anno.

A seguito della riunione di Gruppo Istruttore del 04/03/2016, di cui al Verbale prot. CIPPC 289/2016 del 08/03/2016, è stata trasmessa al Gestore la nota prot. DVA/7101 del 15/03/2016 contenente le richieste di integrazioni di cui all'Allegato B1 del Verbale della riunione di Gruppo Istruttore.

Il Gestore, con nota RAFTA/DIR/RP/125 del 13/04/2016, acquisita al prot. CIPPC 648/2016 del 15/04/2016, ha trasmesso il riscontro alle suddette richieste di integrazioni.

*Con particolare riferimento alle condizioni determinanti fermate di impianti per esigenze operative che causano condizioni di indisponibilità della rete fuel gas e le registrazioni di dette fermate a partire dal 2013, all'interno della suddetta nota il Gestore ha comunicato che (in corsivo le dichiarazioni del Gestore): "Le condizioni di esercizio che determinano la messa in servizio del VRU attuale e del relativo punto di emissione S6 sono rappresentate dalle fermate impianti di Raffineria che utilizzano fuel gas. Con riferimento alla richiesta di cui al punto 4) si evidenzia che, a partire dall'anno 2013, non si sono verificate condizioni di fermate impianti per esigenze operative tali da determinare indisponibilità della rete fuel gas e pertanto emissioni dal punto di emergenza S6 dell'impianto URV. Nel corso dell'anno 2016, in relazione al programma di fermate impianti della Raffineria, si prevedono fermate impianti per esigenze operative tali da determinare l'attivazione del punto di emissione S6. Sarà cura del Gestore comunicare preventivamente agli Enti Preposti, in occasione delle citate fermate, anche quanto sopra descritto.*

*Pertanto, sulla base di ciò, e come già ampiamente descritto nell'ambito del procedimento di esclusione a VIA, il miglioramento tecnologico dell'attuale sistema di recupero vapori, se fosse già operativo avrebbe consentito una migliore performance ambientale determinando la minimizzazione delle emissioni di VOC descritte nella documentazione di progetto."*

In Allegato 1 alla nota RAFTA/DIR/RP/125 del 13/04/2016, il Gestore ha fornito il dettaglio progettuale dell'interconnecting e servizi accessori (linee di collegamento/trasferimento e sistema di pompaggio), nonché la specifica tecnica del nuovo sistema VRU/VCU. Tale progetto non aggiunge informazioni nuove rispetto a quanto già presentato in sede di valutazione di esclusione da VIA.

Gli esiti dell'istruttoria riportati nella tabella di sopra sono ripresi nel Capitolo 10.

### 9.3 ID 42/1047 – Riesame per analisi condotti camini E2 e E3

Con DM prot. n. 318 del 30/12/2015, il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ha rilasciato alla ENI S.p.A. il Decreto per modifica dell’AIA, relativa all’adeguamento dei Grandi Impianti di Combustione presenti nella Raffineria di Taranto a quanto disposto dall’Art. 273, comma 3 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

In particolare, la prescrizione n. 6 del Parere Istruttorio Conclusivo allegato al citato decreto del 30/12/2015 prescrive al Gestore:

*“ Ai fini dell’aggiornamento del PMC, per stabilire le corrette modalità di monitoraggio delle emissioni dai camini E2 ed E3, si prescrive al Gestore di fornire all’Autorità Competente e all’Autorità di Controllo nei tempi tecnici strettamente necessari una stima/calcolo dei singoli contributi emissivi afferenti a ciascun camino ed entro 30 giorni dall’emanazione del provvedimento:*

- a) Il numero, l’identificazione e la disposizione dei singoli condotti di adduzione dei fumi provenienti dagli impianti di combustione ai singoli camini E2 e E3;*
- b) Le caratteristiche impiantistiche dei condotti di adduzione dei fumi provenienti dagli impianti di combustione ai singoli camini E2 e E3, con indicazione delle sezioni idonee alla misura dei parametri di monitoraggio (portata, temperatura, %O<sub>2</sub>, concentrazione di inquinanti, ecc.);*
- c) Indicazione delle modalità di allocazione della strumentazione necessaria alle misurazioni per gli autocontrolli e i controlli di verifica da parte dell’Autorità di controllo;*
- d) Un cronoprogramma per l’installazione, entro 3 mesi, della strumentazione necessaria di cui al punto c);*
- e) Un aggiornamento della scheda E.8 della domanda di AIA.”*

Il Gestore con nota prot. RAFTA/DIR/RP/25 del 29/01/2016, acquisita agli atti della Commissione IPPC al prot. CIPPC 127/2016 del 02/02/2016, ha presentato uno studio di fattibilità per la verifica dell’installazione dei sistemi di monitoraggio in continuo all’uscita di ciascun dispositivo di combustione afferente al camino E2 e di ciascun dispositivo di combustione afferente al camino E3.

La DVA, conseguentemente, con nota prot. 4268 del 19/02/2016 (acquisito al prot. CIPPC/202/2016 del 19/02/2016) ha avviato il procedimento di riesame per la valutazione della documentazione trasmessa dal Gestore in adempimento della prescrizione n. 6 del sopra riportata.

A seguito della riunione di Gruppo Istruttore del 04/03/2016, di cui al Verbale prot. CIPPC/289/2016 del 08/03/2016, è stata trasmessa al Gestore la nota prot. DVA/7101 del 15/03/2016 contenente le richieste di integrazioni di cui all’Allegato B2 del Verbale della riunione di Gruppo Istruttore.

Il Gestore, con nota prot. RAFTA/DIR/RP/125 del 13/04/2016, acquisita al prot. CIPPC/648/2016 del 15/04/2016, ha trasmesso il riscontro alle suddette richieste di integrazioni.

In particolare, nell’ambito della documentazione trasmessa con nota prot. RAFTA/DIR/RP/25 del 29/01/2016 e con nota prot. RAFTA/DIR/RP/125 del 13/04/2016, il Gestore:

- ha fornito il calcolo dei singoli contributi emissivi ai camini E2 ed E3; tale calcolo si basa sulle stime delle portate dei fumi di combustione generati dai combustibili e sulle concentrazioni di inquinanti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> e Polveri derivanti dall’applicazione dei criteri di determinazione dei limiti in concentrazione adottati dal Parere Istruttorio Conclusivo prot. CIPPC/2015/2560 del 22/12/2015 allegato al DM n. 318 del 30/12/2016;

	POTENZA (MW)	SO2	NOx	Polveri	VOL. FUMI
	MW	mg/Nm3	mg/Nm3	mg/Nm3	Nm <sup>3</sup> /h
<b>E2</b>	<b>230</b>	<b>1.000</b>	<b>360</b>	<b>23</b>	<b>190.000</b>
TSTC	115	800	390	32	110.000
HDS2	17	35	300	5	15.000
DCP EST - H2 EST	22	800	390	32	5.000
U2200-U2500	74	35	300	5	45.000
CLAUS-SCOT	2	9.000	390	32	15.000
<b>E3</b>	<b>410</b>	<b>74*</b>	<b>122*</b>	<b>3*</b>	<b>550.000</b>
TG7501-G5 e F7503	147.6	12*	120*	2*	450.000
Caldaie	F7502	131.2	1.000	390	32
	F7501/B	65.6			
	F7501/C	65.6			

(\*) Riferiti al 15% di O<sub>2</sub>

- mediante gli studi di fattibilità presentati per la verifica dell'installazione dei sistemi di monitoraggio in continuo all'uscita di ciascun dispositivo di combustione afferente al camino E2 e al camino E3, ha evidenziato che, sulla base delle attuali configurazioni impiantistiche e geometriche delle condotte, l'installazione di eventuali SME non risulterebbe conforme alle normative di riferimento UNI EN 16911:2013 e UNI EN 15259:2008;
- in considerazione delle conclusioni degli studi di fattibilità di cui al punto precedente e in accordo a quanto stabilito dalla prescrizione n. 2 del parere istruttorio conclusivo allegato al DM del 30/12/2016 per la verifica del rispetto dei VLE al camino E2 indicati dal medesimo decreto, il Gestore ha quindi fornito i parametri e le modalità di calcolo del contributo emissivo di SO<sub>2</sub> degli impianti Claus. La prescrizione n. 2 prevede, infatti, la determinazione del contributo emissivo di SO<sub>2</sub> del complesso degli impianti GIC afferenti al camino E<sub>2</sub> a partire dalla misura diretta mediante SME sul camino, alla quale si sottrae il contributo emissivo di SO<sub>2</sub> proveniente dal Claus come di seguito riportato:

$$CVLE = (\text{Portata massica totale} - \text{Portata massica Claus}) / (\text{Portata volumetrica totale} - \text{Portata volumetrica Claus})$$

Pertanto il Gestore ha trasmesso la procedura di calcolo adottata dalla raffineria per scorporare il contributo alle emissioni in atmosfera di SO<sub>2</sub> derivante dalle emissioni unità di recupero zolfo afferenti al camino E2.

- [14] Il GI prende quindi atto di quanto dichiarato dal Gestore, prescrivendo che, per la verifica di conformità al valore limite per le emissioni di SO<sub>2</sub> fissato al camino E2, il Gestore dovrà sottrarre il contributo del CLAUS applicando la procedura di calcolo riportata nell'allegato 3 alla nota prot. RAFTA/DIR/RP/125 del 13/04/2016.

## 10. CONCLUSIONE PROCEDIMENTO ID 42/1055 E PRESCRIZIONI

Di seguito si riportano le prescrizioni per l'esercizio della Raffineria ENI S.p.A. di Taranto, tali proposte derivano dall'analisi della documentazione trasmessa dal Gestore e dagli esiti degli incontri svolti con lo stesso.

Trattandosi di un Riesame complessivo disposto in coerenza con l'emanazione delle BAT Conclusions (Decisione di esecuzione della C.E. n. 2014/738/UE del 9 ottobre 2014), le valutazioni sono state effettuate tenendo conto delle suddette BAT, per quanto di pertinenza all'assetto impiantistico installato.

Le valutazioni tengono altresì in considerazione le proposte di adeguamento del Gestore, descritte al Capitolo 6, che apportano modifiche rispetto all'assetto attualmente autorizzato e di quanto specificatamente indicato al capitolo precedente.

### 10.1 Sistema di gestione

[15] In applicazione della BAT n. 1, il Gestore deve continuare ad attuare e rispettare il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) attualmente adottato in Raffineria; tale SGA risulta registrato EMAS (in fase di rinnovo) e conforme ai requisiti della norma ISO 14001:2015.

### 10.2 Capacità produttiva

[16] Il Gestore dovrà rispettare la massima capacità produttiva dichiarata in sede di istanza di riesame, pari a **6.500.000 t/a** di lavorazione del greggio e semilavorati, e a **180.000 t/a** di miscelazione semilavorati. Ogni modifica del ciclo produttivo dovrà essere preventivamente comunicata all'Autorità Competente e all'ISPRA, fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

### 10.3 Movimentazione e stoccaggio materie prime, ausiliarie e di combustibili

[17] Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.

[18] Il Gestore, allo scopo di prevenire o ridurre le emissioni nel suolo e nelle falde freatiche provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili, deve applicare una delle tecniche (o una loro combinazione) tra quelle riportate alla BAT n. 51.

[19] Il Gestore deve inoltre garantire il rispetto delle seguenti prescrizioni:

- a. devono essere adottate tutte le precauzioni atte a evitare sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
- b. deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio e prevista una ispezione periodica per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente;
- c. i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità di contenimento dei potenziali sversamenti adeguata a quella della capacità autorizzata dei serbatoi che vi insistono e dimensionata secondo le regole tecniche di progettazione. Nel caso in cui più serbatoi siano perimetrati dallo stesso bacino di contenimento, la capacità volumetrica dello stesso non dovrà essere inferiore al volume del serbatoio più grande; qualora non siano verificate le condizioni relative alla capacità di contenimento di cui sopra, il Gestore

dovrà presentare all'ISPRA un Piano di Adeguamento entro 3 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA;

- [20] Relativamente ai serbatoi in esercizio presenti nell'installazione, si prescrive al Gestore che, tutti i serbatoi, ad eccezione di quelli contenenti bitume, di quelli contenenti prodotti petroliferi con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C, e di quelli contenenti acque da trattare, additivi, lubrificanti contenuti in serbatoi di capacità inferiore a 6.000 m<sup>3</sup>, zolfo e GPL, devono essere dotati di doppio fondo. Pertanto il Gestore dovrà predisporre un piano di miglioramento che preveda almeno l'adeguamento di due serbatoi all'anno ed il completamento entro dieci anni del suddetto piano; tale piano dovrà essere notificato all'ISPRA entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA. L'ISPRA aggiornerà annualmente l'Autorità competente sullo stato di avanzamento dei lavori previsti dal piano di miglioramento.
- [21] Al fine di fornire chiara evidenza del comportamento fluidodinamico dei prodotti petroliferi con viscosità maggiore di 12°E a 50 °C, il Gestore dovrà presentare a ISPRA, entro 6 mesi dalla pubblicazione del provvedimento di AIA, uno specifico studio condotto da ente terzo qualificato che sulla base degli esiti di specifici test dimostri che a temperatura ambiente le perdite dei prodotti petroliferi sono rese improbabili dalla solidificazione degli stessi.
- [22] Il Gestore deve trasmettere all'Autorità competente, entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA, un piano di miglioramento dei sistemi di prevenzione della contaminazione dei terreni interni ai bacini di contenimento basato sul rischio di contaminazione e tenendo altresì conto delle caratteristiche di pericolosità delle sostanze in stoccaggio. Tale piano dovrà contenere le possibili soluzioni tecniche eventualmente alternative alla impermeabilizzazione.
- [23] Per quanto attiene i serbatoi a fondo singolo, si prescrive al Gestore di effettuare l'ispezione esterna ogni 2 anni e l'ispezione interna ogni 10 anni. Si prescrive, inoltre, di effettuare la verifica di controllo con emissione acustica ogni 5 anni.
- [24] Per quanto attiene i serbatoi dotati di doppio fondo, si prescrive al Gestore di effettuare l'ispezione esterna ogni 5 anni e l'ispezione interna ogni 20 anni. Si prescrive, inoltre, di effettuare la verifica di controllo con emissione acustica ogni 5 anni.
- [25] In aggiunta, ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure effettuate in ottemperanza al decreto AIA del 2010, secondo le regole di validità temporale indicate ai punti precedenti.
- [26] I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte dei report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'ISPRA secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

#### 10.4 Utilizzo di combustibili

- [27] In applicazione delle **BAT 34, 35 e 36** si prescrive al Gestore, di limitare l'utilizzo di combustibili liquidi (nella configurazione di alimentazione multicomcombustibile) in quantità non superiore al 20% su base mensile per le unità di combustione afferenti ai camini autorizzati e non superiore al 30% su base mensile per la CTE nel solo assetto cogenerativo, fermo restando il rispetto dei limiti prescritti. I dati di utilizzo dei combustibili liquidi relativi ai periodi di funzionamento delle caldaie con alimentazione multicomcombustibile devono essere registrati e inseriti nel report annuale previsto nel PMC.

## 10.5 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato

[28] Il GI in riferimento alla “*Gestione integrata delle emissioni*” di cui alla BAT 57, riconosciuta la complessità del sito e la necessità tecnica di utilizzare una parte dei residui di processo come combustibili interni, ritiene di accogliere la richiesta del Gestore di avvalersi di tale modalità solo per i camini che contribuivano alla “vecchia bolla” e che risultano altresì pertinenti con le indicazioni della BAT 57, tenendo conto delle indicazioni della Commissione AIA-IPPC, giusto verbale del 6 aprile 2017. Rispetto a quanto richiesto dal Gestore, nella gestione integrata delle emissioni non rientra quindi il camino E3 della centrale termoelettrica. Pertanto i camini le cui emissioni di NO<sub>x</sub> sono da intendersi autorizzate nell’ambito della gestione integrata delle emissioni sono:

Camino	Potenza termica [MWt]	Portata rappresentativa (scheda D.3) Nm <sup>3</sup> /h	BAT 34 VLE NO <sub>x</sub> min - max (mg/Nm <sup>3</sup> )	Fasi e dispositivi di provenienza da considerare nella gestione integrata	GIC (SI/NO) Mix combustibile
E1	184	171.315	30 - 300	Forni: CDU, HDT, HDS1, PLAT	SI FG + FO (max 20%)
E2*	232	209.455	30 - 248	Forni: VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 CDP/EST	SI FG + FO (max 20%)
E4	20	15.988	30 - 150	Forni: HOT OIL	NO FG
E7	2	1.890	30 - 150	Forni: TIP	NO FG
E8	55	53.354	30 - 150	Forni: RHU/HDC	SI FG
E9	97	55.582	30 - 150	Impianto Idrogeno (U4400)	SI FG

\* Le unità di recupero zolfo sono espressamente escluse dall’applicazione della BAT 57; tuttavia nel calcolo del valore limite di bolla sono state considerate anche le unità di recupero dello zolfo (unità Claus-Scot) in quanto i relativi fumi sono convogliati ad un camino (E2) comune ad altre unità di combustione e avendo constatato che l’inserimento di tale contributo non comporta variazioni del dato numerico in concentrazione che si sarebbe ottenuto applicando la BAT in modo rigoroso (NO<sub>x</sub> Camino E2 senza Claus = 253 mg/Nm<sup>3</sup>; Valore di Bolla calcolato senza Claus = 243 mg/Nm<sup>3</sup>; Valore di Bolla calcolato con Claus = 241 mg/Nm<sup>3</sup>).

[29] Il GI in riferimento alla “*Gestione integrata delle emissioni*” di cui alla BAT 58, riconosciuta la complessità del sito e la necessità tecnica di utilizzare una parte dei residui di processo come combustibili interni, ritiene di accogliere la richiesta del Gestore di avvalersi di tale modalità solo per i camini che contribuivano alla “vecchia bolla” e che risultano altresì pertinenti con le indicazioni della BAT 58, tenendo conto delle indicazioni della Commissione AIA-IPPC, giusto verbale del 6 aprile 2017. Rispetto a quanto richiesto dal Gestore, nella gestione integrata delle emissioni non rientra quindi il camino E3 della centrale termoelettrica. Pertanto i camini le cui emissioni di SO<sub>2</sub> sono da intendersi autorizzate nell’ambito della gestione integrata delle emissioni sono:

Camino	Potenza termica [MWt]	Portata rappresentativa (scheda D.3) Nm <sup>3</sup> /h	BAT 36 VLE SO <sub>2</sub> min-max (mg/Nm <sup>3</sup> )	Fasi e dispositivi di provenienza da considerare nella gestione integrata	GIC (SI/NO) Combustibile/i
E1	184	171.315	35 - 600	Forni: CDU, HDT, HDS1, PLAT	SI FG + FO (max 20%)
E2	232	209.455	897 - 1.666*	Forni: VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 CDP/EST	SI FG + FO (max 20%)
E4	20	15.988	5 - 35	Forni: HOT OIL	NO FG
E7	2	1.890	5 - 35	Forni: TIP	NO FG
E8	55	53.354	5 - 35	Forni: RHU/HDC	SI FG
E9	97	55.582	5 - 35	Impianto Idrogeno (U4400)	SI FG
E10	2	18.500	1.000**	CLAUS	NO FG

\* Il GI ha ritenuto di adottare l'approccio più cautelativo, pertanto nell'utilizzare la formula del Concawe per determinare le emissioni di SO<sub>2</sub> associate alle unità di recupero dello zolfo ha tenuto conto che l'efficienza di recupero attualmente autorizzata per gli impianti esistenti del CLAUS 2-3-4 e SCOT è ≥ 99%, che corrisponde ad una emissione di SO<sub>2</sub> pari a 9.900 mg/Nm<sup>3</sup> riferito al 3% di O<sub>2</sub>.

\*\* Il GI ha ritenuto di adottare l'approccio più cautelativo, pertanto nell'utilizzare la formula del Concawe per determinare le emissioni di SO<sub>2</sub> associate alle unità di recupero dello zolfo ha tenuto conto che l'efficienza di recupero attualmente autorizzata per il nuovo impianto CLAUS è ≥ 99.9%, che corrisponde ad una emissione di SO<sub>2</sub> pari a 1.000 mg/Nm<sup>3</sup> riferito al 3% di O<sub>2</sub>.

[30] Il Gestore, in riferimento alla "Gestione integrata delle emissioni" di cui alle BAT 57 e 58, deve rispettare, come media mensile, i valori limite in concentrazione di seguito indicati:

Inquinante	Limite <sup>(1)</sup> AIA 2010 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Prestazioni storiche 2014-2015-2016 (medie annuali) (mg/Nm <sup>3</sup> )	BAT-AELs (min-max) (mg/Nm <sup>3</sup> )	Limite autorizzato (media mensile) (mg/Nm <sup>3</sup> )
SO <sub>2</sub>	800	177 - 238 - 148	405 - 1.384	600
NOx	300	157 - 155 - 144	30 - 241	200

(1) Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2010/273

Ai fini della verifica di conformità, i valori di emissione devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi degli effluenti gassosi convogliati tramite i punti di emissione riportati nelle precedenti tabelle. I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto e previa detrazione del tenore di vapore acqueo. I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di effettivo funzionamento, su base mensile.

[31] Il Gestore, in riferimento ai camini oggetto della "Gestione Integrata delle emissioni" di cui alle BAT 57 e 58, deve rispettare anche i seguenti valori limite, comprensivi anche delle emissioni durante i transitori degli impianti, espressi in t/a:

Quantitativo di lavoro (Mt/a)		Inquinante	Prestazioni storiche 2014-2015-2016 (t/a)	FM BAT-AELs (min-max) (t/a)	Limite <sup>(1)</sup> AIA 2010 (t/a)	Limite autorizzato (t/a)	Riduzione
2014	4.0	SO <sub>2</sub>	496 - 736 - 438	1.865 - 6.378	3.050	2.000	34 %
2015	4.9	NO <sub>x</sub>	437 - 482 - 440	133 - 1.072	880	700	20 %
2016	4.4	Polveri	65 - 61 - 4	----	150	50	67 %

<sup>1</sup>Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2010/273

[32] Le portate degli effluenti gassosi sono espressi come valore medio mensile (Nm<sup>3</sup>/h) in condizioni di normale funzionamento (gas secco, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa) e devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi indicato nella Tabella 1 del Documento riportante le Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014).

[33] Come previsto dalle BAT 57 e 58, il monitoraggio delle emissioni di NO<sub>x</sub> ed SO<sub>2</sub>, nell'ambito della "Gestione integrata delle emissioni", deve essere effettuato nel rispetto della BAT n. 4, e dei seguenti ulteriori elementi:

- monitoraggio continuo delle portate dei flussi degli effluenti gassosi delle unità interessate, mediante misurazione diretta o metodo equivalente;
- piano di monitoraggio che comprenda una descrizione dei processi monitorati, un elenco delle fonti di emissioni e dei flussi (prodotti, gas di scarico) monitorati per ciascun processo e una descrizione della metodologia (calcoli, misurazioni) utilizzata, con le assunzioni ipotizzate e i livelli di confidenza associati;
- sistema di gestione dei dati per la raccolta, il trattamento e la comunicazione di tutti i dati di monitoraggio necessari per determinare le emissioni dalle fonti contemplate dalla tecnica di "Gestione integrata delle emissioni".

[34] Per i camini collegati ai Grandi Impianti di Combustione (E1, E2, E8, E9), oltre al rispetto dei valori limite di emissione derivanti dall'applicazione delle BAT 57 e 58, devono essere rispettati anche i valori limite puntuali al camino, in media mensile, riportati nella seguente tabella con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo:

**Tabella 1. - Valori limite di emissione per il camino E1**

Sigla Camino (SME SI/NO) (Combustibile/i) Potenza termica totale	Unità di combustione collegate	Potenza termica [MWt]	Inquinante [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione MCP (scheda B.7.2) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT AEL (media mensile) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite AIA 2015 (media mensile, 3% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA (media mensile, 3% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]						
E1 (SI) (FO+FG) 184 MWt	CDU: F101A	33	NOx	195	172	30 - 300 <b>BAT 34</b>	360 <sup>1,2</sup>	300						
	CDU: F101B	33												
	HDT	17												
	HDS1	9	SO <sub>2</sub>	367	69	35 - 600 <b>BAT 36</b>	600 <sup>2</sup>	600						
	PLAT: F301	43												
	PLAT: F302	30	Polveri	23 <sup>7</sup>	27	5 - 50 <b>BAT 35</b>	23 <sup>1,2</sup>	20						
	PLAT: F303	8												
	PLAT: F304	11							COV	300 <sup>5</sup>	7	---	20 <sup>3</sup>	20
									CO	250 <sup>6</sup>	11	≤ 100 <b>BAT 37</b>	50 <sup>3</sup>	50

<sup>1</sup> Valore limite determinato in accordo con quanto riportato al punto 3.3, Parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. considerando una frazione massima di calore prodotta dal combustibile determinante (FO) pari al 20%.

<sup>2</sup> Limite fissato dal decreto di AIA DM 318 del 30/12/2015 e in vigore dal 01/01/2016

<sup>3</sup> Limite di bolla fissato dal decreto di AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010.

**Tabella 2. - Valori limite di emissione per il camino E2**

Sigla Camino (SME SI/NO) (Combustibile/i) Potenza termica totale [MWt]	Unità di combustione al camino	Potenza termica [MWt]	Inquinante [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione MCP (scheda B.7.2.) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione Media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT AEL [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite AIA 2015 (media mensile, 3% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLEAIA (media mensile, 3% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]
E2 (SI)  (FO+FG)  228 MWt Claus escluso	TSTC	115	NOx	249 Claus incluso	214 Claus incluso	30 - 300 BAT 34	360 <sup>1,2</sup>	300 <sup>4</sup>
	HDS2	17						
	CDP-EST	6						
	Idrogeno (U2200)	34	SO <sub>2</sub>	1.353 Claus incluso	738 Claus incluso	35 - 600 BAT 36	600 <sup>2</sup>	600 <sup>4</sup>
	Idrogeno (U2500)	40						
	H <sub>2</sub> CDP-EST (U9400)	16	Polveri	23	9	5 - 50 BAT 35	23 <sup>1,2</sup>	20
			COV	300 <sup>6</sup>	13	---	20 <sup>3</sup>	20
			CO	250 <sup>7</sup>	38	≤ 100 BAT 37	50 <sup>3</sup>	50

<sup>1</sup>Valore limite determinato in accordo con quanto riportato al punto 3.3, Parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. considerando frazione massima di calore prodotta dal combustibile determinante (FO) pari al 20%.

<sup>2</sup>Limite fissato dal decreto di AIA DM 318 del 30/12/2015 e in vigore dal 01/01/2016

<sup>3</sup>Limite di bolla fissato dal decreto di AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010

<sup>4</sup>Per la verifica di conformità al VLE, il Gestore dovrà sottrarre dal dato misurato con lo SME al Camino E2, il contributo del Claus come segue:

$$CVLE = (Portata\ massica\ totale - Portata\ massica\ Claus) / (Portata\ volumetrica\ totale - Portata\ volumetrica\ Claus)$$

**Tabella 3. - Valori limite di emissione per i camini E8 ed E9**

Sigla Camino (SME SI/NO) (Combustibile/i) Potenza termica totale [MWt]	Unità di combustione al camino	Potenza termica [MWt]	Inquinant e [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione MCP (scheda B.7.2.) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT AEL [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite AIA 2015 <sup>1</sup> (media mensile, 3% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA (media mensile, 3% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]
<b>E8</b> (SI) (FG) 55 MWt	RHU: F4121	5	NO <sub>x</sub>	158	99	30 - 150 <b>BAT 34</b>	200	150
	RHU: F4140	7						
	RHU: F4160	8	SO <sub>2</sub>	71,0	12,9	5 - 35 <b>BAT 36</b>	35	35
	HDC: F4161	14						
	HDC: F4240	21						
			COV	300	2,4		20 <sup>2</sup>	5
			CO	100	4,1	≤ 100 <b>BAT 37</b>	50 <sup>2</sup>	50
<b>E9</b> (SI) (FG) 97 MWt	<sup>3</sup> Impianto Idrogeno (U4400)	97 MWt	NO <sub>x</sub>	47,8	54,4	30-150 <b>BAT 34</b>	200	150
			SO <sub>2</sub>	28,0	3,5	5-35 <b>BAT 36</b>	35	35
			Polveri	5,0	6,9	-	5	5
			COV	300	0,5		20 <sup>2</sup>	5
			CO	250	1,4	≤ 100 <b>BAT 37</b>	50 <sup>2</sup>	50
			NH <sub>3</sub>	20	0,3	< 5 - 15 <b>BAT 8</b>	20 <sup>2</sup>	5 <sup>4</sup>

<sup>1</sup>Limite fissato dal decreto di AIA DM 318 del 30/12/2015 e in vigore dal 01/01/2016  
<sup>2</sup>Limite di bolla fissato dal decreto di AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010  
<sup>3</sup>Unità dotata di sistema SCR (Scheda D.1.2).  
<sup>4</sup>Parametro da monitorare in continuo conformemente alla BAT 4.

[35] Le emissioni ai camini E1 ed E2 devono inoltre rispettare anche i valori limite puntuali al camino riportati nelle seguenti tabelle e relativi agli inquinanti che devono essere monitorati con frequenza semestrale e con le modalità riportate nel PMC:

**Tabella I - Valori limite per i metalli in caso di impiego di olio combustibile con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O2 di riferimento: 3%).**

Metalli di cui alla sezione 6 alla Parte II dell'Allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Emissione media anno 2015 Camino 1 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 Camino 2 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Berillio (Be)	Monitoraggio non previsto	Monitoraggio non previsto	0,05	0,05
Cadmio (Cd) + Mercurio (Hg) + Tallio (Tl)	0,0016 (Cd) 0,0001 (Hg) Monitoraggio del Tl non previsto	0,0011 (Cd) - 0,0004 (Hg) Monitoraggio del Tl non previsto	0,10	0,01
Arsenico (As) + Cromo (Cr) VI + Cobalto (Co) + Nichel (Ni) [frazione respirabile ed insolubile]	0,0024 (As) - 0,0042 (Cr VI) - 0,0705 (Ni) Monitoraggio del Co non previsto	0,0025 (As) - 0,0549 (Cr VI) - 0,0029 (Ni) Monitoraggio del Co non previsto	0,50	0,5
Selenio (Se) + Tellurio (Te) + Nichel (Ni) [sotto forma di polvere]	0,0021 (Se) - 0,0705 (Ni) Monitoraggio del Te non previsto	0,0101 (Se) - 0,0029 (Ni) Monitoraggio del Te non previsto	1,00	0,5
Antimonio (Sb) + Cromo (Cr) III + Manganese (Mn) + Palladio (Pd) + Piombo (Pb) + Platino (Pt) + Rame (Cu) + Rodio (Rh) + Stagno (Sn) + Vanadio (V)	0,0235 (Cr III) - 0,0070 (Pb) - 0,0068 (Cu) - 0,0473 (V) Monitoraggio di Sb, Mn, Pd, Pt, Rh e Sn non previsto	0,0223 (Cr III) - 0,0087 (Pb) - 0,0077 (Cu) - 0,0046 (V) Monitoraggio di Sb, Mn, Pd, Pt, Rh e Sn non previsto	5,00	0,5

**Tabella II - Valori limite per altri inquinanti in caso di impiego di olio combustibile con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O2 di riferimento: 3%).**

Inquinanti organici e inorganici cui alla sezione 7 alla Parte II dell'Allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Emissione media anno 2015 Camino 1 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 Camino 2 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Cloro	0,4110	0,4040	5	2
Idrogeno solforato	0,0358	0,0769	5 3 <sup>1</sup>	0,5
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico	Monitoraggio non previsto	Monitoraggio non previsto	5	0,5
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico	0,03640	0,0838	5	0,5
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico	0,3240	0,5663	100 20 <sup>1</sup>	2

<sup>1</sup>Valore limite di bolla indicato nell'AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010 con frequenza di monitoraggio mensile.

**Tabella III - Valori limite per microinquinanti organici in caso di impiego di olio combustibile con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O2 di riferimento: 3%).**

Inquinanti organici e sostanze di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate di cui alla Parte II dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Emissione media anno 2015 Camino 1 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 Camino 2 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Somma PCDD e PCDF (Policlorodibenzodiossine e Policlorodibenzofurani) <sup>(1)</sup>	Monitoraggio non previsto	Monitoraggio non previsto	0,01	<b>0,1</b> [ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
PCB-dl (Policlorobifenili dioxin-like) <sup>(2)</sup>	---	---	---	<b>0,1</b> [ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
IPA	0,0001	0,0001	0,1	<b>0,01</b>
Benzene	0,1323	0,4450	5	<b>2</b>

<sup>(1)</sup> Il valore limite di emissione si riferisce alla concentrazione totale di diossine e furani, calcolata come concentrazione "tossica equivalente". Il valore limite di legge riportato in tabella è riferito invece alla somma di diossine/furani ed è pertanto non confrontabile col valore limite.

<sup>(2)</sup> I valori limite di emissione si riferiscono alla concentrazione totale di PCB-dl (PCB-dioxin like), calcolata come concentrazione "tossica equivalente".

[36] Le emissioni ai camini E4 ed E7, oltre al rispetto dei valori limite di emissione derivanti dall'applicazione delle BAT 57 e 58, devono rispettare anche i valori limite puntuali al camino, in media mensile, riportati nella seguente tabella con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo:

Sigla Camino	Unità di combustione collegate (Combustibile/i) Potenza termica [MWt]	Inquinante [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione MCP (scheda B.7.2.) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT AEL [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA 2010 (media mensile, 3% O2) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA (media mensile, 3% O2) [mg/Nm <sup>3</sup> ]
E4	Forni HOT OIL (FG) 20	Polveri	5	45	---	5	40 <sup>1</sup>	5
		CO	100	22	≤ 100 BAT 37	---	50 <sup>1</sup>	50
E7	Forni TIP (FG) 2	Polveri	5	2	---	5	40 <sup>1</sup>	5
		CO	100	6	≤ 100 BAT 37	---	50 <sup>1</sup>	50

<sup>1</sup>Valore limite di bolla indicato nell'AIA DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010

[37] Si prescrive inoltre di mantenere il monitoraggio semestrale del benzene al camino E4.

[38] Con riferimento alla BAT 54, le unità di recupero dello zolfo devono rispettare i livelli di efficienza di recupero di seguito riportati:

Unità	BAT	AIA 2010	Efficienza di recupero prescritta
Claus Scot old	≥ 98,5 %	≥ 99,0 %	≥ 99,0 %
Claus Scot new	≥ 99,5 - 99,9 %	≥ 99,9 %	≥ 99,9 %

Inoltre, a valle del post combustore catalitico dei gas di coda deve essere garantita una concentrazione residua di H<sub>2</sub>S < 5 mg/Nm<sup>3</sup>.

[39] Le emissioni al camino E3 della centrale termoelettrica devono rispettare i valori limite, in media mensile, riportati nelle seguenti tabelle con riferimento agli inquinanti monitorati in continuo:

**Tabella 1.a - Valori limite di emissione per il camino E3 (CTE – assetto cogenerativo)**

Sigla	Unità di comb. al Camino	Combustibile/i	Potenza termica [MWt]	Inquinante	Emissione MCP (scheda B.7.2.) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT AEL [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite AIA 2015 <sup>2</sup> (media mensile, 15% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA (media mensile, 15% O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]
E3 (SI) 410 [MWt] 929.568 Nm <sup>3</sup> /h	Caldaie F7501/B	FO+FG	65,6	NOx	170	111	40-120 <sup>1</sup> BAT 34	122 <sup>3</sup>	120
	Caldaie F7501/C		65,6						
	Caldaie F7502	FG	131,2	SO <sub>2</sub>	118	46	Caldaie muticomb. 35-600 (3% O <sub>2</sub> ) BAT 36  BAT AEL non previsto per le Turbine	74	74 <sup>5</sup>
	Turbina a gas TG7501G 5 + F7503		147,7	Polveri	3	1	Caldaie muticomb 5 – 50 (3% O <sub>2</sub> ) BAT 35	3 <sup>3</sup>	3 <sup>6</sup>
				CO	100	14	≤ 100 BAT 37	100 <sup>4</sup>	100
	COV		0,23	---	300 <sup>4</sup>	2			

<sup>1</sup>BAT AEL relativo alle emissioni combinate della turbine a gas e della combustione supplementare delle caldaie a recupero, e relativo ad un tenore di O<sub>2</sub> pari al 15%.

<sup>2</sup>Valori limite fissati dal decreto di AIA DM 318 del 30/12/2015 e in vigore dal 01/01/2016.

<sup>3</sup>Valore limite determinato in accordo con quanto riportato al punto 3.3, Parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.n.l. considerando una frazione massima di calore prodotta dal combustibile determinante (FO) pari al 30%, media ponderale tra caldaie e TG.

<sup>4</sup>Valore limite AIA DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010.

<sup>5</sup>Per determinare il VLE per di SO<sub>2</sub> al 15% è stata effettuata, sulla base delle dovute operazioni, la media ponderata dei seguenti valori:

- il BAT-AEL di 600 mg/Nm<sup>3</sup> al 3% per le caldaie, è pari a 200 mg/Nm<sup>3</sup> al 15% di O<sub>2</sub>

- ai fumi della TG è stato associato il limite normativo previsto per impianti convenzionali di combustione alimentati a gas, pari a 35 mg/Nm<sup>3</sup> al 3%, che equivale a 11,7 mg/Nm<sup>3</sup> al 15% di O<sub>2</sub>

- i valori delle portate espresse al 15%O<sub>2</sub> sono pari a: 444.468 Nm<sup>3</sup>/h per il gruppo caldaie e 485.100 Nm<sup>3</sup>/h per il TG. Tali valori di portata sono stati comunicati dal Gestore nell'ambito delle osservazioni trasmesse con nota prot. RAFTA/DIR/MV/31 del 08/02/2018.

I calcoli conducono ad una concentrazione media pari a 102 mg/Nm<sup>3</sup> al 15%, non accettabile in quanto superiore al preesistente VLE autorizzato pari a 74 mg/Nm<sup>3</sup> al 15%.

<sup>6</sup>I calcoli effettuati per determinare il VLE per SO<sub>2</sub> sono stati adottati anche per determinare il VLE per le polveri, attribuendo il valore di concentrazione pari a 50 mg/Nm<sup>3</sup> (equivalente a 16,7 al 15 % di O<sub>2</sub>) al gruppo caldaie (estremo superiore della BAT 35) e il valore pari a 5 (equivalente a 1,7 al 15 % di O<sub>2</sub>) al TG (estremo inferiore della BAT 35). Tali calcoli conducono ad una concentrazione media pari a 9 mg/Nm<sup>3</sup> al 15%, non accettabile in quanto superiore al preesistente VLE autorizzato pari a 3 mg/Nm<sup>3</sup> al 15%.

**Tabella 1.b - Valori limite di emissione per il camino E3 (CTE – assetto solo caldaie)<sup>1</sup>**

Sigla Camino (SME SI/NO) Potenza termica totale Portata MCP	Unità di comb. al Camino	Combustibile/i	Potenza termica [MWt]	Inquinante	BAT AEL [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA 2015 <sup>2</sup> (media mensile, 3 % O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA (media mensile, 3 % O <sub>2</sub> ) [mg/Nm <sup>3</sup> ]
E3 (SI) 262,4 [MWt] 212.704 <sup>5</sup> Nm <sup>3</sup> /h	Caldaie F7501/B	FO+FG	65,6	NO <sub>x</sub>	30 - 300 BAT 34	360 <sup>3</sup>	300
	Caldaie F7501/C		65,6	SO <sub>2</sub>	35 - 600 BAT 36	600	600
	Caldaie F7502		131,2	Polveri	5 - 50 BAT 35	23 <sup>3</sup>	23
			131,2	CO	≤ 100 BAT 37	100 <sup>4</sup>	100

<sup>1</sup>Con riferimento alla comunicazione trasmessa dal Gestore prot. RAFTA/DIR/RP/183 del 05/05/2017 (DVA 10589 del 08/05/2017), tale assetto è autorizzato per un periodo pari al 3% dei 365 gg negli anni di normale esercizio e pari al 15% negli anni in cui si effettua la fermata generale per manutenzione

<sup>2</sup>VLE fissato dal decreto di AIA DM 318 del 30/12/2015 e in vigore dal 01/01/2016.

<sup>3</sup>Valore limite determinato in accordo con quanto riportato al punto 3.3, Parte I dell'Allegato II alla Parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. considerando una frazione massima di calore prodotta dal combustibile determinante (FO) pari al 20%.

<sup>4</sup>Valore limite AIA DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010.

<sup>5</sup>Valore di portata riportato nella nota 1 della scheda D.3.1. Nella medesima nota e quindi sempre con riferimento all'assetto non cogenerativo, il Gestore riporta una emissione di NO<sub>x</sub> pari a 300 mg/Nm<sup>3</sup>.

**[40]** Con riferimento alla centrale termoelettrica, il Gestore deve rispettare anche i seguenti valori limite, comprensivi anche delle emissioni durante i transitori degli impianti, espressi in t/a:

Inquinante	Prestazioni storiche 2014-2015-2016 (t/a)	Limite <sup>(1)</sup> AIA 2010 (t/a)	Limite autorizzato (t/a)	Riduzione
SO <sub>2</sub>	178,03 - 230,01 - 98,29	795	400	50 %
NO <sub>x</sub>	500,99 - 556,55 - 468,60	900	750	17 %
Polveri	4,2 (scheda B.7.1 per anno 2015)	-----	10	-----

<sup>1</sup>Rif. decreto di AIA prot. DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010, come modificato dal parere della Commissione AIA-IPPC prot. DVA-2011-0018792 del 18 luglio 2011.

[41] Al camino E3 della centrale termoelettrica devono essere rispettati anche i valori limite puntuali al camino riportati nelle seguenti tabelle e relativi agli inquinanti che devono essere monitorati con frequenza semestrale e con le modalit  riportate nel PMC:

**Tabella I - Valori limite per i metalli in caso di impiego di olio combustibile con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O<sub>2</sub> di riferimento: 3%).**

Metalli di cui alla sezione 6 alla Parte II dell'Allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Berillio (Be)	0,0002	0,05	<b>0,05</b>
Cadmio (Cd) + Mercurio (Hg) + Tallio (Tl)	0,0010 (Cd+Tl+Hg)	0,10	<b>0,01</b>
Arsenico (As) + Cromo (Cr) VI + Cobalto (Co) + Nichel (Ni) [frazione respirabile ed insolubile]	0,0274 (As+CrVI+Co+Ni resp.)	0,50	<b>0,5</b>
Selenio (Se) + Tellurio (Te) + Nichel (Ni) [sotto forma di polvere]	0,0261 (Se+Te+Ni polv.)	1,00	<b>0,5</b>
Antimonio (Sb) + Cromo (Cr) III + Manganese (Mn) + Palladio (Pd) + Piombo (Pb) + Platino (Pt) + Rame (Cu) + Rodio (Rh) + Stagno (Sn) + Vanadio (V)	0,1567 (Sb+CrIII+Mn+Pb+Cu+V)	5,00	<b>0,5</b>

**Tabella II - Valori limite per altri inquinanti in caso di impiego di olio combustibile con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O<sub>2</sub> di riferimento: 3%).**

Inquinanti organici e inorganici cui alla sezione 7 alla Parte II dell'Allegato II alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Cloro	0,1080	5	<b>2</b>
Idrogeno solforato	0,0084	5	<b>0,5</b>
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico	0,0071	5	<b>0,5</b>
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico	0,1995	5	<b>0,5</b>
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico	0,1589	100	<b>2</b>

**Tabella III - Valori limite per microinquinanti organici in caso di impiego di olio combustibile con impiego simultaneo di gas di raffineria (tenore O<sub>2</sub> di riferimento: 3%).**

Inquinanti organici e sostanze di tossicit� e cumulabilit� particolarmente elevate di cui alla Parte II dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE D.Lgs. n.152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Somma PCDD e PCDF (Policlorodibenzodiossine e Policlorodibenzofurani) <sup>(1)</sup>	Monitoraggio non previsto	0,01	<b>0,1</b> [ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
PCB-dl (Policlorobifenili dioxin-like) <sup>(2)</sup>	---	---	<b>0,1</b> [ng TEQ/Nm <sup>3</sup> ]
IPA	0,000006 (6 IPA di Borneff)	0,1	<b>0,01</b>
Aldeide Formica	0,1790	20	<b>5</b>

<sup>(1)</sup> Il valore limite di emissione si riferisce alla concentrazione totale di diossine e furani, calcolata come concentrazione "tossica equivalente". Il valore limite di legge riportato in tabella   riferito invece alla somma di diossine/furani ed   pertanto non confrontabile col valore limite.

<sup>(2)</sup> I valori limite di emissione si riferiscono alla concentrazione totale di PCB-dl (PCB-dioxin like), calcolata come concentrazione "tossica equivalente".

[42] Si prescrive inoltre il monitoraggio mensile del PM10 ai camini E1, E2, E3

[43] Con riferimento alle BAT 57, 58 e 4 e alle disposizioni normative, nonché all'AIA 2010, i camini che devono essere dotati di monitoraggio in continuo della portata, della T, della % O<sub>2</sub>, della % H<sub>2</sub>O e degli altri parametri sotto specificati, sono i seguenti:

Camino	Fasi e dispositivi di provenienza	Parametri
E1	Forni CDU, HDT, HDS1, PLAT	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV
E2	Forni VB/TC, HDS2, CLAUS 2-3-4, SCOT, H2 OLD, H2 NEW, CDP/EST, H2 EST	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV
E3	CTE	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV
E4	Forni HOT OIL	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV
E7	Forni TIP	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV
E8	Forni RHU/HDC	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV
E9	Impianto Idrogeno (U4400)	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV, NH <sub>3</sub>
E10	CLAUS new	NOx, SO <sub>2</sub> , Polveri, CO, COV

[44] Le emissioni relative agli ulteriori camini GPL7 (E1) e GPL 8 (E1.2) devono rispettare i valori limite riportati nella seguente tabella e devono essere monitorate con frequenza trimestrale e con le modalità riportate nel PMC.

Sigla Camino	Unità di provenienza	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	Limite AIA 2010 <sup>1</sup> 3% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA 3% O <sub>2</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]
GPL 7 (E1)	Cabina di verniciatura	6.000	COV	37,75	20	30
			Polveri	---	40	5
GPL 8 (E1.2)	Tunnel di essiccazione	1.500	COV	33,35	20	30

<sup>1</sup>Valore limite di bolla fissato nell'AIA prot. DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010

[45] Ai camini collegati alle unità di recupero vapori di Raffineria, nel rispetto della BAT 52, devono essere rispettati i seguenti valori limite alle emissioni, emissioni che devono essere monitorate con le frequenze e le modalità definite nel PMC:

Sigla Camino	Unità di provenienza	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Sistema di abbattimento	Inquinanti	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA <sup>1</sup> 2010 [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT-AEL <sup>2</sup> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
S1	Unità recupero vapori area caricamento rete (pensiline carburanti)	2.795	Filtri a carboni attivi	Benzene	0,864	5	1 BAT 52	1
				1,3 butadiene	0,38		NMCOV 150 - 10.000 BAT 52	150
				HC totali	74,6	10.000		
S2	Unità di recupero vapori serbatoio bitume	1.118	Filtri a carboni attivi	H <sub>2</sub> S	0,02	5	---	2

Sigla Camino	Unità di provenienza	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Sistema di abbattimento	Inquinanti	Emissione media anno 2015 (scheda B.7.1) [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA <sup>1</sup> 2010 [mg/Nm <sup>3</sup> ]	BAT-AEL <sup>2</sup> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
S3	Unità di recupero vapori caricamento pensiline bitume	6.522	Filtri a carboni attivi	H <sub>2</sub> S	0,02	5	---	2
S4	Unità di recupero vapori serbatoi OC		Filtri a carboni attivi	H <sub>2</sub> S	0,02	5	---	2
				HC totali	1.255	10.000	NMCOV 150 - 10.000 BAT 52	3.000
				Benzene	---	5	1 BAT 52	1
S5	Unità di recupero vapori caricamento pensiline OC	6.522	Filtri a carboni attivi	H <sub>2</sub> S	0,02	5	---	2
				HC totali	15,4	10.000	NMCOV 150 - 10.000 BAT 52	150
				Benzene	---	5	1 BAT 52	1
<sup>3</sup> S6 (VRU attualmente autorizzato)	Unità di recupero vapori caricamento greggio pontile	1.400	Filtri a carboni attivi	H <sub>2</sub> S	---	5	---	2
				HC totali	---	3.192	NMCOV 150 - 10.000 BAT 52	3.000
				Benzene	---	5	1 BAT 52	1

<sup>1</sup>Valori limite previsti dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i. e precisamente:

- Benzene e 1,3 butadiene: punto 1.1, alla Parte II dell'Allegato I alla Parte quinta del D.Lgs. n.152/06 e s.m.i.
- HC totali: VLE per gli effluenti gassosi derivanti da impianti di recupero vapori (espressi come media oraria) di cui al Punto 2.3, parte II dell'Allegato VII alla parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.;
- H<sub>2</sub>S: Classe II, Tabella C, Punto 3, parte II dell' Allegato I alla parte V del D.Lgs. 152/06 e s.m.i

<sup>2</sup>I BAT AEL relativi alla BAT 52 si riferiscono a valori medi orari; tale BAT prevede inoltre che "Il monitoraggio del benzene può non essere necessario quando le emissioni di NMCOV si posizionano al limite inferiore dell'intervallo.

<sup>3</sup>Emissione presente in condizioni di indisponibilità della rete fuel gas (cfr. parere istruttorio conclusivo trasmesso con nota prot. 26976 del 22/11/2013 relativo al procedimento ID 42/407.

[46] Si prescrive al Gestore la registrazione automatica e archiviazione dei dati di attivazione del punto di emissione di emergenza S6, corredata di informazioni sulla durata dell'evento di emissione e sulla quantificazione della stessa; si prescrive altresì la comunicazione di tali eventi secondo le modalità riportate nel PMC.

[47] Con riferimento ai camini collegati alle unità di recupero vapori non ancora realizzati, nel rispetto della BAT 52, si prescrivono i seguenti valori limite alle emissioni, emissioni che devono essere monitorate con le frequenze e le modalità definite nel PMC:

Sigla Camino	Unità di provenienza	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Sistema di abbattimento	Inquinanti	BAT AEL [mg/Nm <sup>3</sup> ]	D.Lgs. 152/06 e s.m.i. [mg/Nm <sup>3</sup> ]	VLE AIA [mg/Nm <sup>3</sup> ]
<sup>1</sup> S13	Sistema captazione / recupero vapori serbatoi a tetto fisso T5241 e T5242 contenenti OC	ND	Filtri a carboni attivi	H <sub>2</sub> S	---	5	2
				HC totali	NMCOV 150 - 10.000 BAT 52	10.000	150
				Benzene	1 BAT 52	5	1
<sup>2</sup> S6 new (Nuovo VRU - ID 42/885)	Sistema VRU/VCU	18.000 <sup>3</sup>	Filtri a carboni attivi e sistema di conversione termica	HC totali	NMCOV 150 - 10.000 BAT 52	10.000	470
				Benzene	1 BAT 52	5	1
				H <sub>2</sub> S	---	5	2
				SO <sub>2</sub>	---	500	230
				NOx	---	500	200
				CO	---	---	150
				Polveri	---	50	20
<sup>2,4</sup> S11	Sistema VRU/VCU (Prog. Tempa Rossa)  (Non ancora esistente)	18.000 <sup>3</sup>	Filtri a carboni attivi e sistema di conversione termica	HC totali	NMCOV 150 - 10.000 mg/Nm <sup>3</sup> BAT 52	10.000	470
				Benzene	1 mg/Nm <sup>3</sup> BAT 52	5	1
				H <sub>2</sub> S	---	5	2
				SO <sub>2</sub>	---	500	230
				NOx	---	500	200
				CO	---	---	150
				Polveri	---	50	20

<sup>1</sup>Nuovo punto di emissione S13 relativo nuovo sistema di captazione vapori per i serbatoi a tetto fisso T5241 e T5242 contenenti idrocarburi, previsto per l'adeguamento alla BAT 49

<sup>2</sup>I valori limite sono espressi come media oraria e riferiti al 3% O<sub>2</sub>.

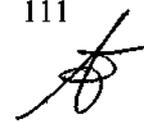
<sup>3</sup>Il Gestore dichiara che la portata dei fumi è da intendersi come valore massimo riconducibile solo a determinate condizioni di funzionamento derivanti dalla variabilità degli assetti operativi dell'intero sistema da inizio a fine caricamento.

<sup>4</sup>Punto di emissione relativo al progetto "Tempa Rossa" già autorizzato con il provvedimento di VIA/AIA prot. DVA/DEC/2011/573 del 27/10/2011.

[48] Con riferimento al camino S6 new, il Gestore deve rispettare anche i seguenti valori limite espressi in t/a:

Inquinante	VLE prescritto (t/anno)
HC totali	2
H <sub>2</sub> S	0,03
SO <sub>2</sub>	1,2
NOx	3,1
CO	1,7
Polveri	0,17

- [49] Il Gestore, 3 mesi prima dell'attivazione del nuovo punto di emissione S13, dovrà comunicare ad ISPRA le coordinate e la portata del medesimo punto di emissione.
- [50] I 5 sfiati S7, S8, S9, S10 e S12 e i 46 sfiati collegati alle cappe di laboratorio (come descritti dal Gestore nelle Schede AIA presentate per il presente Riesame) sono da considerarsi autorizzati come emissioni discontinue e ad inquinamento non rilevante.
- [51] Le condizioni di riferimento per il calcolo dei valori limite sono quelli indicati nella Tabella 1 del Documento riportante le Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014).
- [52] La conformità ai valori limite fissati ai camini GIC deve essere verificata secondo i criteri definiti a pag. 43 delle BAT Conclusions di cui alla Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014) in caso di misurazioni sia in continuo sia in discontinuo, nonché secondo i criteri stabiliti al punto 5.1, parte I, Allegato II alla parte quinta del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.
- [53] La conformità ai valori limite fissati ai camini non GIC, sfiati compresi, deve essere verificata secondo i criteri definiti a pag. 43 delle BAT Conclusions di cui alla Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014) in caso di misurazioni sia in continuo sia in discontinuo, nonché secondo i criteri stabiliti al punto 2, Allegato VI alla parte quinta del D. Lgs. 152/06 e s.m.i.
- [54] I valori limite fissati in termini di concentrazione di inquinante devono essere rispettati in tutte le condizioni di normale funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto.
- [55] Le modalità di monitoraggio dei punti di emissione convogliata autorizzati (in applicazione della BAT 4) sono indicate nel PMC.
- [56] I sistemi di misurazione automatici devono essere scelti, calibrati e verificati in conformità alla norma UNI EN 14181. Essi devono essere sottoposti a verifica mediante misurazioni parallele secondo i metodi di riferimento, almeno una volta all'anno.
- [57] Con riferimento alle emissioni monitorate in continuo ai camini GIC (E1, E2, E3, E8 ed E9), i valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non devono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:
- SO<sub>2</sub> 20 %
  - NO<sub>x</sub> 20 %
  - Polveri 30 %
  - CO 10%
- I valori medi orari convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati, dopo detrazione del valore dell'intervallo di fiducia di cui sopra.
- [58] Il Gestore deve dare attuazione ad un piano di monitoraggio dei transitori al fine di inserire nelle relazioni annuali, da trasmettere all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo, i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti in aria, i volumi dei fumi calcolati, le emissioni in massa, il numero e tipo degli avviamenti con i relativi tempi di durata, il tipo e il consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario.



## 10.6 Torce

- [59] Con riferimento alla BAT 55, si prescrive l'utilizzo delle 3 torce di Raffineria (Punti di emissione E5, E6, E12) esclusivamente per ragioni di sicurezza o in condizioni operative straordinarie (per es. operazioni di avvio, arresto, emergenza).
- [60] In condizioni di normale esercizio, l'emissione in atmosfera generata da ciascuna torcia deve essere relativa alla sola combustione del gas necessario a mantenere accesi i bruciatori pilota.
- [61] Le torce devono essere esercite in conformità alla BAT 56. In particolare, con riferimento alla BAT 56.ii "Gestione degli impianti", il Gestore deve garantire l'attuazione delle misure organizzative e di controllo finalizzate alla minimizzazione dell'invio di gas alle torce di emergenza.
- [62] Le torce devono inoltre essere esercite nel rispetto delle seguenti condizioni:
- le torce devono essere esercite nelle migliori condizioni smokeless consentite dalla tecnologia; al fine di garantire condizione di combustione ottimali, si prescrive al Gestore di presentare all'ISPRA, entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento, uno studio volto alla realizzazione, entro i successivi 3 mesi, di un sistema automatico di regolazione del vapore ai sistemi smokeless delle torce con l'obiettivo di ottimizzare la miscelazione ottenendo un'adeguata superficie di contatto idrocarburi/ossigeno;
  - il Gestore deve mantenere un sistema di monitoraggio dei gas inviati in torcia (inclusa la portata del gas recuperato) conforme a quanto previsto dal PMC; in particolare, il flusso di gas inviato in ogni torcia deve essere monitorato in continuo con le modalità indicate nel PMC;
  - In caso di superamento della quantità giornaliera pari a 150 t/giorno, il Gestore dovrà:
    - ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
    - adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
    - riportare all'Autorità competente e all'Autorità di controllo, entro 8 ore dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la sua composizione, la durata e le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso;
  - i serbatoi ricevitori dell'impianto blow-down e della rete torce dovranno essere dotati di un sistema di misura in grado di determinare la composizione intesa come contenuto di carbonio totale ed il flusso di gas inviato alle torce. I misuratori di flusso dovranno essere collocati in un punto della tubazione d'adduzione della torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola;
  - le torce devono garantire un'efficienza di rimozione dei COV superiore al 98% ed una temperatura minima di combustione superiore a 800°C, da verificare con misuratore in continuo;
  - le torce devono garantire un'efficienza di abbattimento dei gas idrocarburici superiore al 98% e dovrà essere adottata, in luogo della misura della temperatura di combustione, la procedura equivalente di misura della composizione del gas inviato in torcia e della portata come specificato al punto L della nota ISPRA 18712 del 1/6/2011. L'efficienza di combustione viene valutata dal Gestore confrontando i dati di misura di velocità di efflusso al tipo di torcia e di potere calorifico del gas bruciato con i dati di progetto della torcia medesima;
  - deve essere previsto e garantito il funzionamento di un sistema di monitoraggio a circuito chiuso che assicuri il controllo visivo continuo da parte degli operatori e degli allarmi acustici che avvisino gli operatori dell'eventuale spegnimento delle fiamme pilota;
  - la torcia acida dovrà essere munita di un sistema di misura in linea per l'H<sub>2</sub>S;
  - alle 3 torce di Raffineria devono essere rispettate le portate massime necessarie a garantire condizioni di sicurezza per ciascun flusso, così come descritto nella tabella sottostante:

Punto di emissione	Descrizione	Sostanze principali del Fuel Gas di Stabilimento (% vol) (Allegato E8)	Sistema di recupero Gas	Portata di Gas per il mantenimento della fiamma pilota (Nm <sup>3</sup> /h)	Portata massima di gas (soglia dichiarata dal Gestore) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (kg/h)	Campionamento (Manuale/Automatiko)
<b>E5</b>	Torcia idrocarburica (A6101)	H <sub>2</sub> S: 1,2-2,9 S totale come SO <sub>2</sub> : 1,4-4 CH <sub>4</sub> : 7-10 HC totali: 25-45	SI	9	500.000	Automatico
	Torcia Acida (A6201)		---	6	15.253	Automatico
<b>E6</b>	Torcia Acida (A6201)	H <sub>2</sub> S: 1,2-2,9 S totale come SO <sub>2</sub> : 1,4-4 CH <sub>4</sub> : 7-10 HC totali: 25-45	---	4	11.200	Automatico
	Torcia idrocarburica (A6102)		SI	6	780.000	Automatico
	Torcia idrocarburica (A6103)		SI	6	63.000	Automatico
<b>E12</b>	Torcia idrocarburica (A6701)	H <sub>2</sub> S: 1,2-2,9 S totale come SO <sub>2</sub> : 1,4-4 CH <sub>4</sub> : 7-10 HC totali: 25-45	SI	12	489.600	Automatico
	Torcia Acida (A6702)		---	9	5.620	Automatico

### 10.7 Emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (diffuse e fuggitive)

[63] Al fine di prevenire le emissioni diffuse di COV in atmosfera, il Gestore dovrà:

- a) ridurre le emissioni provenienti dallo stoccaggio di composti di idrocarburi liquidi volatili, utilizzando:
  - serbatoi a tetto galleggiante dotati di sistemi di tenuta ad elevata efficienza o serbatoi a tetto fisso collegati ad un sistema di recupero dei vapori (**BAT 49**);
  - una delle tecniche (o una loro combinazione) tra quelle riportate alla **BAT 50**;
- b) evitare o ridurre le emissioni durante le operazioni di carico e scarico di composti di idrocarburi liquidi volatili, utilizzando una delle tecniche (o una loro combinazione, per ottenere una efficienza di recupero pari almeno al 95%), tra quelle riportate alla **BAT 52**;
- c) effettuare il monitoraggio delle emissioni di COV secondo quanto indicato alla **BAT 6**, facendo particolare attenzione all'individuazione degli eventi emissivi discontinui, correlati o meno a condizioni di emergenza.

[64] In conformità alla **BAT 18.III**, per prevenire o ridurre le emissioni fuggitive di COV in atmosfera, il Gestore deve continuare ad implementare il programma LDAR (*Leak Detection and Repair Program*) di rilevamento e riparazione delle perdite, basato sulla valutazione dei rischi, su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori di calore, flange, connettori,...) in tutte le unità di Raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV.

[65] Il programma LDAR, implementato secondo le modalità indicate nel PMC, dovrà prevedere le seguenti soglie emissive limite oltre le quali si dovrà procedere, con le tempistiche indicate nel PMC, agli interventi di riparazione dei componenti che perdono:

- 10.000 ppmv come emissioni totali di COV;
- 500 ppmv come sostanze cancerogene.

[66] Un eventuale aggiornamento del programma LDAR, effettuato dal Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali, dovrà essere trasmesso tempestivamente all'Autorità Competente e all'ISPRA.

[67] Con riferimento ai componenti oggetto di monitoraggio e rientranti nella classificazione di "emettitori significativi" e di "emettitori cronici" per i quali gli interventi di manutenzione e/o sostituzione non siano realizzabili con gli impianti in marcia, il Gestore, in caso di rilevazione di emissioni fuggitive tali da comportare un intervento sul componente e qualora il componente stesso sia già stato sottoposto a riparazione/manutenzione in occasione del precedente fermo impianto, deve procedere immediatamente, nei tempi tecnici strettamente necessari alle esigenze di sicurezza, ad un nuovo fermo impianto per la riparazione/sostituzione del componente interessato.

[68] I risultati del programma LDAR dovranno essere trasmessi all'Autorità Competente nell'ambito della relazione annuale, con le modalità indicate nel PMC.

[69] Il Gestore deve prevenire o, laddove non sia fattibile, ridurre le emissioni di polveri derivanti dallo stoccaggio e dalla movimentazione di materie polverose, applicando una delle tecniche riportate nella **BAT 3**, o una loro combinazione:

- stoccaggio delle materie fini in container chiusi o contenitori sigillati;
- mantenere bagnate le scorte di materiali polverulenti, stabilizzare la superficie con agenti incrostanti, o stoccaggio delle scorte in un luogo coperto;
- utilizzo di veicoli per la pulizia delle vie di accesso.

## 10.8 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Gli scarichi della Raffineria per i quali il Gestore richiede l'autorizzazione sono i seguenti.

**Scarico A:** scarico principale con una portata alla massima capacità produttiva pari a 119.281.680 m<sup>3</sup>/anno. E' costituito da un canale che confluisce nel corpo recettore Mar Grande e che convoglia i seguenti scarichi parziali:

- **Scarico WR Impianto Water Reuse:** Scarico di tipo continuo derivante dal "Rigetto" dell'impianto. La portata massima è di circa 700.800 m<sup>3</sup>/anno.
- **Scarico UB Linea di trattamento TAE A:** Scarico di tipo discontinuo derivante dall'uscita del trattamento biologico TAE. La portata massima è di circa 4.274.880 m<sup>3</sup>/anno. Alla capacità produttiva lo scarico è stato considerato come discontinuo in quanto l'invio, parziale o totale, dell'effluente TAE all'impianto WR è funzione della sostenibilità dell'assetto e della richiesta di acqua demineralizzata, la cui produzione complessiva è garantita principalmente attraverso l'impianto di dissalazione acqua mare. La flessibilità operativa richiesta è funzionale a garantire l'affidabilità dell'intera filiera produttiva, rispettando da un lato il minimo turn-down dell'impianto di dissalazione acqua mare (evitando discontinuità operative e quindi di produzione), dall'altro la continuità di performance dell'unità WR.
- **Scarico AR acque mare di raffreddamento raffineria:** Scarico di tipo continuo derivante dal circuito di raffreddamento acqua mare. La portata annua alla capacità produttiva è di 96.496.000 m<sup>3</sup>/anno.
- **Scarico acque di raffreddamento CTE (attraverso gli scarichi parziali SC1, SC2-1 e SC2-2 e SC3-3):** Scarico di tipo continuo derivante dal circuito di raffreddamento acqua mare della CTE. La portata annua complessiva degli scarichi parziali alla capacità produttiva è di 17.810.000 m<sup>3</sup>/anno.

**Scarico B:** Scarico acque meteoriche. Scarico di tipo discontinuo. Lo Scarico B è uno scarico di acque meteoriche non di prima pioggia che può attivarsi solo in condizioni di eventi meteorici particolarmente intensi. Pertanto, lo stesso non può essere in alcun modo correlabile alla capacità di lavorazione della Raffineria ma solo ed esclusivamente agli eventi meteorici; conseguentemente, il Gestore non ha fornito il valore della portata alla Massima Capacità Produttiva.

**Scarico GPL:** Scarico impianto trattamento acque unità GPL. Scarico di tipo discontinuo. La portata massima è di circa 15.000 m<sup>3</sup>/anno.

[70] Gli scarichi indicati sopra sono autorizzati nel rispetto dei seguenti valori limite di emissione e delle frequenze e modalità di monitoraggio riportate nel PMC:

Tabella I - Valori limite di emissione per gli scarichi idrici della raffineria, compresa la centrale termoelettrica:

Parametro/ Inquinante (Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del DLgs.152/06 - SI/NO)	Emissione media anno 2015 (scheda B.10.1) [mg/l]										VLE AIA 2010 <sup>1</sup> [mg/l]	VLE AIA [mg/l]	Frequenza di monitoraggi o
	A	WR	UB	AR	<sup>5</sup> SC1	<sup>5</sup> SC2-1	<sup>5</sup> SC2-2	<sup>5</sup> SC3-3	B	GPL			
pH	7,18	7,4	7,36	---	7,9	8,09	8,30	8,23	---	8,13	5,5 - 9,5	<b>5,5 - 9,5</b>	continuo
Temperatura (°C)	27,18	28,0	28,2	---	27,3	27,15	23	23,0	---	17,1	Nota 2	Nota 2	continuo
Solidi sospesi totali	50,04	50,45	52,0	49,17	63,33	103	80	45	---	51,39	≤ 80	<b>60 80<sup>6</sup></b>	settimanale
BOD5	3,71	3,75	3,79	4,12	3,8	7,8	8,75	8	---	3,1	≤ 40	<b>40</b>	settimanale
COD	9,57	11	15	10,2	7,55	15,6	16,60	15	---	6,75	≤ 160	<b>80 160 per WR e UB</b>	giornaliera
Alluminio	0,062	0,065	0,078						---	0,084	≤ 1	<b>1</b>	settimanale
Arsenico (SI)	0,003	0,005	0,005		0,005	0,0041	0,0031	0,002	---	0,0028	≤ 0,5	<b>0,5</b>	settimanale
Bario	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,026	≤ 20	<b>20</b>	settimanale
Boro	---	---	---	---	---	---	---	---	---	1,55	≤ 2	<b>2<sup>7</sup></b>	Settimanale <sup>7</sup>
Cadmio (SI)	0,0001	0,0001	0,0001	---	0,000379	0,000128	0,00032	0,0000538	---	0,0001	≤ 0,02	<b>0,02</b>	settimanale
Cromo totale (SI)	0,0008	0,0009	0,001	---	0,001	0,00101	0,00211	0,001	---	0,0007	≤ 2	<b>0,2</b>	settimanale
Cromo VI (SI)	0,0098	0,01	0,02	---	---	---	---	---	---	0,0101	≤ 0,2	<b>0,2</b>	settimanale
Ferro	0,0646	0,093	0,125	0,0851	0,048	0,383	0,272	0,052	---	0,0823	≤ 2	<b>2</b>	settimanale
Manganese	---	---	---	0,0094	0,014	0,0153	0,0173	0,003		0,0103	≤ 2	<b>2</b>	settimanale
Mercurio (SI)	0,000037	0,0001	0,00004	---	0,001	0,00006	0,0000087	0,0000159		0,00002	≤ 0,005	<b>0,005</b>	settimanale
Nichel (SI)	0,0013	0,0043	0,0036	0,0050	0,002	0,00177	0,00143	0,001		0,0012	≤ 2	<b>2</b>	settimanale
Piombo (SI)	0,0008	0,0005	0,0005	0,0004	---	---	---	---		0,0005	≤ 0,2	<b>0,2</b>	settimanale
Rame (SI)	0,0013	0,001	0,0009	0,0013	0,004	0,0052	0,007	0,002		0,001	≤ 0,1	<b>0,1</b>	settimanale
Selenio (SI)	0,0015	0,003	0,0026	0,0034	0,003	0,00174	0,00162	0,001		0,0009	≤ 0,03	<b>0,03</b>	settimanale
Stagno (SI)	0,0001	0,0002	0,0001	0,0001						0,0001	≤ 10	<b>0,1</b>	settimanale
Zinco (SI)	0,0212	0,0189	0,0198	0,0222	0,056	0,045	0,061	0,017		0,0276	≤ 0,5	<b>0,5</b>	settimanale
Cianuri totali (come CN)	0,012	0,012	0,012							0,012	≤ 0,5	<b>0,5</b>	settimanale

Parametro/ Inquinante (Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del DLgs.152/06 - SI/NO)	Emissione media anno 2015 (scheda B.10.1) [mg/l]										VLE AIA 2010 <sup>1</sup> [mg/l]	VLE AIA [mg/l]	Frequenza di monitoraggi o
	A	WR	UB	AR	<sup>5</sup> SC1	<sup>5</sup> SC2-1	<sup>5</sup> SC2-2	<sup>5</sup> SC3-3	B	GPL			
Solfuri (come H <sub>2</sub> S)	---	0,22	0,22	0,22	---	---	---	---	---	0,22	≤ 1	<b>1</b>	settimanale
Solfiti (come SO <sub>3</sub> )	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,33	≤ 1	<b>1</b>	settimanale
Fluoruri	0,0132	0,0209	0,0155	0,0155	---	---	---	---	---	0,0148	≤ 6	<b>1</b>	settimanale
Tensioattivi	---	---	---	0,1759	---	---	---	---	---	---	≤ 2	<b>2</b>	settimanale
Fosforo totale (come P)	0,0346	0,0540	0,0532	0,0416	0,120	0,096	0,094	0,012	---	---	≤ 1	<b>1</b>	settimanale
Azoto ammoniacale (come NH <sub>4</sub> )	0,218	0,3016	0,4	---	0,268	0,21	0,21	0,21	---	0,21	≤ 10	<b>5</b> <b>15</b> per WR e UB	settimanale
Azoto nitroso (N)	0,037	0,0361	0,032	---	0,005	0,0039	0,0044	0,004	---	0,0359	≤ 0,6	<b>0,6</b>	settimanale
Azoto nitrico (come N)	0,87	0,8115	0,84	---	0,033	0,099	0,121	0,079	---	0,8253	≤ 20	<b>2</b>	settimanale
Grassi e olii animali/vegetali	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,6995	≤ 20		settimanale
<b>Idrocarburi totali (SI)</b>	0,132	0,11	0,41	0,150	0,057	0,074	0,07	0,07	---	0,0667	≤ 5	<b>5</b>	giornaliera
<b>Tensioattivi totali</b>	---	---	---	0,1759	---	---	---	---	---	0,179	≤ 0,2	<b>2</b>	settimanale
<b>Fenoli (SI)</b>	0,015	0,015	0,015	---	---	---	---	---	---	0,015	≤ 0,5	<b>0,5</b>	settimanale
<b>Aldeidi</b>	---	---	---	---	---	---	---	---	---	0,03	≤ 1	<b>1</b>	settimanale
<b>Solventi organici aromatici (SI)</b>	0,0001	0,0001	0,0003	0,0002	---	---	---	---	---	0,0002	≤ 0,2	<b>0,2</b>	settimanale
<b>MTBE (SI)</b>	0,0044	0,0064	0,0040	0,0062	---	---	---	---	---	0,0035	≤ 0,1 <sup>3</sup>	<b>0,1</b> per A, WR, UB, AR e GPL	settimanale
<b>Vanadio (SI)</b>	0,002	0,0021	0,0024	0,0021	---	---	---	---	---	0,0020	≤ 1 <sup>3</sup>	<b>0,1</b>	settimanale
<b>Benzene (SI)</b>	0,00007	0,0001	0,0001	0,0001	---	---	---	---	---	0,00002	≤ 0,05 <sup>3</sup>	<b>0,01</b> <b>0,05</b> per WR e UB	settimanale
Toluene	0,000028	0,00002	0,00002	0,00003	---	---	---	---	---	0,00002	≤ 0,05 <sup>3</sup>	<b>0,01</b>	settimanale
Xilene	0,000041	0,00004	0,00003	0,00005	---	---	---	---	---	0,00004	≤ 0,05 <sup>3</sup>	<b>0,01</b>	settimanale
<b>AOX<sup>4</sup> (SI)</b>	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	---	---	---	---	---	0,0002	≤ 0,1 <sup>3</sup>	<b>0,01</b>	settimanale
<b>IPA (SI) (6 di Bornef)</b>	0,000052	0,00005	0,0009	---	---	---	---	---	---	---	---	<b>0,01</b>	settimanale

Parametro/ Inquinante (Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D.Lgs.152/06 - SI/NO)	Emissione media anno 2015 (scheda B.10.1) [mg/l]										VLE AIA 2010 <sup>1</sup> [mg/l]	VLE AIA [mg/l]	Frequenza di monitoraggi o
	A	WR	UB	AR	<sup>5</sup> SC1	<sup>5</sup> SC2-1	<sup>5</sup> SC2-2	<sup>5</sup> SC3-3	B	GPL			

<sup>1</sup>D. Lgs. 152/06 e s.m.i., tab. 3, Allegato 5 alla parte terza e riferiti a scarico in acque superficiali.

<sup>2</sup>La temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento della temperatura del corpo idrico recettore non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione.

<sup>3</sup>Valore limite fissato specificatamente nell'AIA di cui al decreto DVA/DEC/2010/273 del 24/05/2010.

<sup>4</sup>Composti organici alogenati adsorbibili.

<sup>5</sup>I valori limite di tali scarichi della centrale termoelettrica ex ENIPOWER sono attualmente quelli fissati dal decreto di AIA DVA/DEC/2010/274 del 24/05/2010 che faceva riferimento ai valori limite del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., tab. 3, Allegato 5 alla parte terza e riferiti a scarico in rete fognaria.

<sup>6</sup>Tale valore limite si riferisce agli scarichi SC1, SC2-1, SC2-2 e SC3-3.

<sup>7</sup>Tale valore limite e frequenza di monitoraggio si riferiscono allo scarico GPL. Per gli scarichi A, AR, SC1, SC2-2, SC2-3, SC3-3, il valore limite di emissione per il parametro Boro è pari al valore in concentrazione di boro espresso in mg/l misurato nelle acque in ingresso, ciò al fine di garantire il non aggravio della qualità del corpo idrico ricevente.

Si prescrive pertanto al Gestore il monitoraggio, con frequenza mensile, delle acque sia al punto di prelievo a mare che agli scarichi A, AR, SC1, SC2-2, SC2-3, SC3-3.

[71] In applicazione di quanto disposto dalla **BAT 12**, agli scarichi parziali **UB** e **WR** dal **28 ottobre 2018** dovranno essere rispettati i valori limite di emissione, come media annua, e le frequenze di monitoraggio indicati nella seguente tabella II:

**Tabella II - Valori limite di emissione per gli scarichi idrici, espressi come media annuale.**

Inquinante	BAT-AEL <sup>1</sup> (media annua) (mg/l)	VLE AIA (media annua) (mg/l)	Frequenza di monitoraggio
Indice degli idrocarburi (HOI)	0,1 - 2,5	2,5	giornaliera
Solidi sospesi totali (TSS)	5 - 25	25	giornaliera
Domanda chimica di ossigeno (COD)	30 - 125	125	giornaliera
BOD <sub>5</sub>	---	40	settimanale
Azoto totale, espresso come N	1 - 25 <sup>(2)</sup>	25	giornaliera
Piombo	0,005-0,030	0,03	trimestrale
Cadmio	0,002-0,008	0,008	trimestrale
Nichel	0,005-0,100	0,1	trimestrale
Mercurio	0,0001-0,001	0,001	trimestrale
Vanadio	---	0,1	trimestrale
Indice di fenoli	---	0,5	mensile
Benzene, toluene, etilbenzene e xilene (BTEX)	Benzene: 0,001 - 0,050	0,05	mensile

I VLE di cui alla presente prescrizione si considerano rispettati se la media di tutti i valori medi giornalieri ottenuti nell'arco di un anno con le frequenze indicate in tabella, ponderata in ragione dei flussi giornalieri, non supera i pertinenti valori limite di emissione. I valori medi giornalieri si ottengono come media su un periodo di campionamento di 24 ore, con prelievamento di un

campione composito proporzionale al flusso o, se è dimostrata una sufficiente stabilità del flusso, di un campione proporzionale al tempo.

Gli esiti di tale monitoraggio dovranno essere inviati all'ISPRA.

- [72] I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento per caduta delle acque reflue da parte della Autorità di controllo.
- [73] I singoli scarichi ed i relativi punti di campionamento devono essere ben segnalati con apposita cartellonistica riportante il numero dello scarico ed il numero del punto di campionamento con la dicitura "Punto di prelievo campioni".
- [74] Deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.
- [75] Deve essere attuato un piano pluriennale di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali devono essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Al termine di ogni anno il Gestore deve comunicare, all'interno della relazione annuale, i risultati dell'attività ispettiva/manutentiva all'Autorità competente e all'ISPRA.
- [76] Deve essere rispettato l'art. 3 del D.M. 30/7/1999 che prevede che *"a decorrere dal 31 dicembre 2000 è vietato l'utilizzo di cloro gas e dell'ipoclorito di sodio, sia per la disinfezione degli scarichi che come agente antifouling nei circuiti di raffreddamento"*.

## 10.9 Rifiuti

- [77] In applicazione della **BAT 14**: adottare ed attuare un piano di gestione dei rifiuti che assicuri la gestione nell'ordine di priorità di cui all'art. 179 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.
- [78] In applicazione della **BAT 15**: ridurre la quantità di fanghi destinati al trattamento o allo smaltimento mediante il pretrattamento o il loro riutilizzo in un'unità di processo, fermi restando gli obblighi previsti dalla normativa vigente.
- [79] Ridurre la produzione di rifiuti di catalizzatori esausti solidi mediante l'utilizzo di una delle tecniche (o una combinazione delle stesse) indicate alla **BAT 16**.
- [80] Il deposito temporaneo di rifiuti prodotti deve essere gestito nel rispetto di quanto indicato al comma 1) lettera bb) "deposito temporaneo" dell'articolo 183 del DLgs 152/2006 e s.m.i., e in particolare:
- il Gestore deve comunicare ad ISPRA, dall'emanazione del presente provvedimento di AIA e preventivamente in occasione di ogni modifica, di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
  - le aree di deposito temporaneo deve avere le seguenti caratteristiche:
    - devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante le quantità massime, i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
    - devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
    - devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche che dovranno essere pertanto adeguatamente regimentate;

- i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
  - i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate;
- c) il Gestore dovrà verificare almeno una volta al mese, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. La registrazione e la comunicazione dei dati dovrà essere effettuata dal Gestore secondo le modalità definite nel PMC.

#### **10.10 Emissioni sonore**

[81] Nel rispetto dei principi di prevenzione degli impatti ambientali e di miglioramento continuo, il Gestore deve:

- a) utilizzare una delle tecniche (o una loro combinazione) indicate alla **BAT 17**;
- b) rispettare i valori limite assoluti previsti dal DPCM 14/11/97. In caso di superamento dei suddetti valori limite di legge, il Gestore dovrà identificare gli ulteriori interventi di risanamento, tecnicamente fattibili e dovrà intervenire con opportune opere di mitigazione sulle sorgenti, sulle vie di propagazione e sui ricettori. Successivamente, il Gestore dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutare l'efficacia delle misure adottate.

[82] Il Gestore deve effettuare, entro 1 anno dalla data di emanazione del presente provvedimento e, successivamente, ogni 4 anni un aggiornamento della valutazione del rumore ambientale e del piano di gestione del rumore adeguato all'ambiente locale. Fermo restando il predetto obbligo di aggiornamento periodico, lo stesso dovrà essere effettuato dal Gestore in occasione di modifiche impiantistiche che possono comportare un impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno. A tale fine, il Gestore deve effettuare:

- a) opportune campagne di monitoraggio in continuo del rumore in corrispondenza delle principali sorgenti di emissione acustica della raffineria;
- b) un efficace piano di controlli periodici dei livelli di rumore presso i recettori più prossimi alla Raffineria, con frequenza annuale.

Nel PMC sono definite le modalità con cui effettuare le attività di monitoraggio, i cui esiti dovranno essere trasmessi all'ISPRA ai fini della relativa valutazione.

#### **10.11 Manutenzione ordinaria e straordinaria**

[83] Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.

[84] Il Gestore, inoltre, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'ISPRA.

#### **10.12 Malfunzionamenti**

[85] In caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verifichino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'ISPRA, secondo le modalità stabilite nel PMC.

### **10.13 Eventi incidentali**

[86] Il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione di eventi che possono determinare effetti significativi sull'ambiente, individuati anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. A tal proposito si considera una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi, nei medesimi impianti e linee, di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti che incidano in modo significativo sull'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti già sperimentati in passato e che:

1) siano stati oggetto di comunicazione ai sensi dell'art. 29-undecies del D.Lgs. 152/06 e ai quali, pur in assenza di riscontro da parte dell'autorità competente e degli enti di controllo, non si è posta necessaria attenzione, in forma preventiva, con gli interventi strutturali e/o gestionali indicati o proposti dal gestore medesimo nella citata comunicazione di cui all'art. 29-undecies;

2) non siano stati oggetto di comunicazione ai sensi dell'art. 29-undecies del D.Lgs. 152/06 ma dei quali gli enti di controllo abbiano accertato il passato accadimento senza l'attuazione, da parte del gestore, di adeguate misure atte a limitare le conseguenze ambientali e a prevenire ulteriori analoghi eventi incidentali.

[87] Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'ISPRA, all'ARPA Puglia e al Comune di Taranto, secondo le modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

[88] In caso di eventi incidentali di particolare rilievo, tali da poter determinare il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di dare immediata comunicazione scritta (pronta notifica per fax o PEC e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente, all'ISPRA e all'ARPA Puglia. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per rimuoverne le cause e per limitare, per quanto possibile, le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

[89] Con riferimento a quanto segnalato da ISPRA con la nota prot. 13605 del 20/03/2017, in caso di eventi incidentali durante le fasi di carico e scarico di navi accostate con perdita in mare di prodotto petrolifero, il Gestore ha l'obbligo di dare immediata comunicazione scritta (pronta notifica per fax o PEC e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente, all'ISPRA e all'ARPA Puglia, registrando su uno specifico registro le cause tecniche individuate nonché le misure di mitigazione degli effetti e di prevenzione intraprese. Tale registro dovrà essere disponibile anche in formato digitale oltre che cartaceo.

### **10.14 Dismissioni e ripristino dei luoghi**

[90] In relazione ad un eventuale intervento di dismissione totale o parziale dell'impianto il Gestore, un anno prima, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente il piano di dismissione con il cronoprogramma della relativa attuazione. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

## 11. ATTI DI DIFFIDA

Nel corso della presente istruttoria è sorta l'esigenza di avere un quadro chiaro in merito agli atti di diffida che a tutt'oggi risultano pendenti al fine di valutare la loro eventuale pertinenza con gli aspetti oggetto dell'istruttoria. A tal fine ISPRA ha prodotto una Relazione sullo stato delle diffide trasmessa con nota acquisita al prot. DVA/29383 del 19/12/2017, dalla quale si evince che:

- nota di diffida del 27/11/2014, prot. **DVA/2014/39151** – **diffida risolta** con la proposta di prescrizioni da formulare in sede di riesame.

[91] Vista la “*Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di AIA di competenza del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*” (D.M. 274 del 16/12/2015), e in particolare il principio generale di cui al punto 18 paragrafo 1 dell’Allegato 2 (“*Indirizzi metodologici per la predisposizione dei quadri prescrittivi nei provvedimenti di AIA di competenza statale*”), nonché la definizione di “*installazione*” di cui all’art. 5, comma 1, lett. i-*quater*, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il Gruppo istruttore ritiene non ammesse, perché non relative al funzionamento dell’installazione, sia le prescrizioni dell’AIA 2010 relative agli interventi da realizzarsi in aree esterne all’installazione di cui al Capitolo 7 paragrafo “*Monitoraggi ambientali*”, che la richiesta formulata da ISPRA in merito.

[92] Si prescrive al Gestore di mantenere i sistemi di monitoraggio interni allo stabilimento, tra cui la rete di H<sub>2</sub>S, il DOAS, la stazione micrometeorologica, con le relative procedure operative da riportare nel PMC.

- nota di diffida del 04/05/2016, prot. n. 12142/DVA - diffida risolta in attesa di conferma da parte di ARPA Puglia dell’idoneità delle nuove piattaforme in quota ai camini E2, E4, E7, E8;

[93] Si prescrive al Gestore di comunicare all’Autorità competente l’acquisizione del parere di idoneità da parte di ARPA Puglia.

- note diffida del 09/08/2016, prot. n. **20824/DVA** e del 07/09/2016, prot. n. **22081/DVA** relative al programma LDAR – **diffide risolte** con la proposta di prescrizione di cui alla note ISPRA del 20/12/2016, prot. 73408 e del 03/02/2017, prot. 5124, proposta accolta nelle prescrizioni riportate al paragrafo 10.7.

## 12. PRESCRIZIONI DA PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

[94] Restano a carico del Gestore, che è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'AIA. Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'AIA, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.

## 13. OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO

Non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico.

## 14. DURATA E RIESAME

L'articolo 29-octies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
10 anni	Casi comuni	Comma 3 lettera b), art. 29-octies
12 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 9, art. 29-octies
16 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009	Comma 8, art. 29-octies

Rilevato che il Gestore dispone, per l'installazione, di un SGA:

- certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001;
- di registrazione EMAS (in fase di rinnovo)

L'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà **validità 16 anni**.

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza della registrazione EMAS. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare tempestivamente all'Autorità competente eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra.

In virtù dell'art. 29-octies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i. il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale nei casi previsti dallo stesso articolo 29-octies comma 4.

## 15. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC, è parte integrante dell'AIA.

Nell'attuazione di suddetto Piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA Puglia, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione all'Autorità competente per il controllo ISPRA ed ARPA Puglia dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ISPRA ed ARPA Puglia, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione degli effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dall'emanazione del presente provvedimento di AIA il Gestore deve applicare le modalità contenute nel PMC. Per impianti esistenti, il Gestore, entro lo stesso termine temporale, concorda con l'ente di controllo ISPRA e ARPA Puglia il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

**APPENDICE II – SCHEDA RECANTE GLI ELEMENTI INFORMATIVI INERENTI  
L'APPLICAZIONE DELLE TECNICHE DI GESTIONE INTEGRATA PER LE EMISSIONI DI NO<sub>x</sub>  
E SO<sub>2</sub> (DI CUI ALLE BAT 57 E 58 DELLA DECISIONE 2014/738/UE) DA RENDERE ALLA  
COMMISSIONE EUROPEA AI SENSI DELLA DECISIONE 2014/768/UE**

**INDICE**

*1 Informazioni generali*

*2 Informazioni relative al campo di applicazione della BAT  
57 e al valore limite (di bolla) applicato alle emissioni di NO<sub>x</sub>*

*3 Informazioni relative al campo di applicazione della BAT  
58 e al valore limite (di bolla) applicato alle emissioni di SO<sub>2</sub>*

**1** Informazioni generali

<b>1.1</b>	<b>Id. MATTM</b>	<b>42/1055</b>
<b>1.2</b>	<b>Nome dell'installazione</b>	<b>Raffineria di Taranto</b>
<b>1.3</b>	<b>Ragione sociale del gestore</b>	<b>Eni S.p.A. Refining &amp; Marketing and Chemicals – Raffineria di Taranto</b>
<b>1.4</b>	<b>Indirizzo dell'installazione</b>	<b>S.S. 106 Jonica – 74123 TARANTO</b>



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

**2. Informazioni relative al campo di applicazione della BAT 57 e al valore limite (di bolla) applicato alle emissioni di NOx**

**2.1 Elenco e descrizione delle unità di processo e di combustione interessate dalla BAT 57**

Tipologia Unità	nome/signa	Nuovo/Esistente (N/E) <sup>1</sup>	Per le unità di combustione		Cambiamenti sostanziali e strutturali nel funzionamento e nell'uso del combustibile rispetto alla precedente AIA (SI/NO) <sup>2</sup>	Note
			Potenza termica nominale (MWt)	Combustibile/i utilizzato/i		
	CDU: U101A	E (emissione E1)	33	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	CDU: U101B	E (emissione E1)	33	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	HDT: U200	E (emissione E1)	17	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	HDS1: U400	E (emissione E1)	9	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	PLAT: U301	E (emissione E1)	43	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	PLAT: U302	E (emissione E1)	30	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	PLAT: U303	E (emissione E1)	8	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	PLAT: U304	E (emissione E1)	11	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	VB/TC: U1400	E (emissione E2)	115	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
	HDS2: U1600	E (emissione E2)	17	Fuel Gas	NO	
	CDP-EST: U9000	E (emissione E2)	6	Fuel Gas	NO	
<b>Unità di combustione</b>	Impianto Idrogeno: U2200	E (emissione E2)	34	Fuel Gas+oOff Gas	NO	
	Impianto Idrogeno: U2500	E (emissione E2)	40	Fuel Gas+oOff Gas	NO	
	Idrogeno CDP-EST: U9400	E (emissione E2)	16	Fuel Gas	NO	
	Claus: U2000-U2100-U2700 SCOT: U2750	E (emissione E2)	4	Fuel Gas	NO	
	HOT OIL: U5800	E (emissione E4)	20	Fuel Gas	NO	
	TIP: U2400	E (emissione E7)	2	Fuel Gas	NO	
	RHU: U4121	E (emissione E8)	5	Fuel Gas	NO	
	RHU: U4140	E (emissione E8)	7	Fuel Gas	NO	
	RHU: U4160	E (emissione E8)	8	Fuel Gas	NO	
	HDC: U4161	E (emissione E8)	14	Fuel Gas	NO	



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

HDC: U4240	E (emissione E8)	21	Fuel Gas	NO
Impianto Idrogeno: U4400	E (emissione E9)	97	Fuel Gas	NO
<b>FCC</b>	-	-	-	-

1 - Alla data di pubblicazione della Decisione 2014/738/UE.

2 - Se SI, riportare brevemente nelle 'Note' la tipologia della variazione rispetto alla precedente AIA.

**Note**

--

**2.2 Valore limite applicato per le emissioni di NOx nell'ambito della BAT 57**

**2.2 a) Valore limite di emissione, unità di misura, periodi di calcolo delle medie e condizioni di riferimento**

Valore limite di bolla autorizzato Media mensile	Altri valori limite di bolla autorizzati	Note
200 mg/Nm <sup>3</sup>	700 t/anno	

Laddove non sia prevista la prescrizione di un valore limite di emissione di bolla fisso, riportare di seguito la formulazione alternativa della prescrizione che garantisca l'applicabilità e il rispetto della BAT 57, illustrando le motivazioni della scelta effettuata.

--



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

2.2 b)/c)/d) Modalità mediante le quali è stato determinato il valore limite di bolla di NOx rispetto a quanto stabilito per la BAT 57 nelle conclusioni sulle BAT a norma della decisione di esecuzione 2014/738/UE

Con riferimento alla formula di cui alla BAT 57, di seguito richiamata:

$$\Sigma[(portata\ del\ flusso\ degli\ effluenti\ gassosi\ dell'unit\grave{a}) * (concentrazione\ di\ NOx\ che\ si\ sarebbe\ ottenute\ per\ tale\ unit\grave{a})]$$
$$\Sigma(portata\ del\ flusso\ degli\ effluenti\ gassosi\ di\ tutte\ le\ unit\grave{a})$$

- riportare nella tabella che segue, per ciascuna delle unità interessate, i valori utilizzati per il calcolo del valore limite di bolla di cui al punto 2.2 a)

Camino / Unità	Livelli di emissione presi in considerazione per ciascuna unità interessata dalla BAT 57 e confronto con i singoli BAT AEL		Portata degli effluenti gassosi (di combustione o di altra natura) utilizzata come fattore di ponderazione per ciascuna unità (Nm <sup>3</sup> /h)
	Concentrazioni prese in considerazione		
	BAT-AEL (mg/Nm <sup>3</sup> )	Rif. BAT	
E1	CDU: U101A	range	BAT 34 (tabella II)
		30-300	BAT 34 (tabella II)
	CDU: U101B	range	BAT 34 (tabella II)
		30-300	BAT 34 (tabella II)
	HDT: U200	range	BAT 34 (tabella II)
		30-300	BAT 34 (tabella II)
	HDS1: U400	range	BAT 34 (tabella II)
		30-300	BAT 34 (tabella II)
	PLAT: U301	range	BAT 34 (tabella II)
		30-300	BAT 34 (tabella II)
PLAT: U302	range	BAT 34 (tabella II)	
	30-300	BAT 34 (tabella II)	
PLAT: U303	range	BAT 34 (tabella II)	
	30-300	BAT 34 (tabella II)	
PLAT: U304	range	BAT 34 (tabella II)	
	30-300	BAT 34 (tabella II)	



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

E2	VB/TC: U1400	248	3	30-300	BAT 34 (tabella 11)	124.580		
	HDS2: U1600			30-150	BAT 34 (tabella 10)	18.483		
	CDP-EST: U9000			30-300	BAT 34 (tabella 11)	6.622		
	Impianto Idrogeno: U2200			30-150	BAT 34 (tabella 10)	7.418		
	Impianto Idrogeno: U2500			30-150	BAT 34 (tabella 10)	33.852		
	Idrogeno CDP-EST: U9400			30-150	BAT 34 (tabella 10)	0		
	Claus: U2000- U2100- U2700 SCOT: U2750			200	ap. 3 del BREF refining, par. 3.23 <i>Emissions from waste gas treatment techniques - Sulphur recovery units</i>	18.500		
	HOT OIL: U5800			150	3	30-150	BAT 34 (tabella 10)	15.988
	TIP: U2400			150	3	30-150	BAT 34 (tabella 10)	1.890
	RHU: U4121			150	3	30-150	BAT 34 (tabella 10)	53.354
RHU: U4140	BAT 34 (tabella 10)							
RHU: U4160	BAT 34 (tabella 10)							
HDC: U4161	BAT 34							



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

	HDC: U4240			(tabella 10) BAT 34 (tabella 10)	
E9	Impianto Idrogeno: U4400	150	3	30-150	55.582

- Specificare criteri e modalità con cui sono stati individuati i contributi utilizzati per il calcolo del valore limite di bolla di cui al punto 2.2 a)

*Portata degli effluenti gassosi (di combustione o di altra natura) utilizzata come fattore di ponderazione per ciascuna unità*

La portata media mensile rappresentativa del normale funzionamento è calcolata considerando il fattore emissivo dei fuel e il consumo di fuel gas e fuel oil corrispondente all'assetto degli impianti relativo alla Raffineria in marcia nel suo assetto alla massima capacità.

*Concentrazione presa in considerazione per ciascuna unità*

Valore massimo del range dei BAT-AELs indicati nelle BAT ai sensi della direttiva del Sig. Ministro di cui al DEC MIN 274 del 16/12/2015.

**2.2 e) Altri elementi o fattori utilizzati per stabilire il valore limite di emissione di bolla di NOx**

Le unità di recupero zolfo sono espressamente escluse dall'applicazione della BAT 57; tuttavia nel calcolo del valore limite di bolla sono state considerate anche le unità di recupero dello zolfo (unità Claus-Scot) i cui relativi fumi sono convogliati ad un camino (E2) comune ad altre unità di combustione e avendo constatato che l'inserimento di tale contributo non comporta variazioni del dato numerico in concentrazione che si sarebbe ottenuto applicando la BAT in modo rigoroso (Valore di Bolla calcolato senza Claus = 243 mg/Nm<sup>3</sup>; Valore di Bolla calcolato con Claus = 241 mg/Nm<sup>3</sup>). Il BAT-AEL indicato nella tabella per le Unità di recupero dello zolfo, pari a 200 mg/Nm<sup>3</sup>, è stato assunto in accordo al cap. 3 del BREF refining, par. 3.23 *Emissions from waste gas treatment techniques - Sulphur recovery units.*



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

**3. Informazioni relative al campo di applicazione della BAT 58 e al valore limite (di bolla) applicato alle emissioni di SO<sub>2</sub>  
3.1 Elenco e descrizione delle unità di processo e di combustione interessate dalla BAT 58**

nome/signa	Nuovo/Esistente (N/E) <sup>1</sup>	Per le unità di combustione		Cambiamenti sostanziali e strutturali nel funzionamento e nell'uso del combustibile rispetto alla precedente AIA (S/NO) <sup>2</sup>	Note
		Potenza termica nominale (MWt)	Combustibile/i utilizzato/i		
CDU: U101A	E (emissione E1)	33	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
CDU: U101B	E (emissione E1)	33	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
HDT: U200	E (emissione E1)	17	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
HDS1: U400	E (emissione E1)	9	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
PLAT: U301	E (emissione E1)	43	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
PLAT: U302	E (emissione E1)	30	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
PLAT: U303	E (emissione E1)	8	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
PLAT: U304	E (emissione E1)	11	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
VB/TC: U1400	E (emissione E2)	115	Fuel Gas + Fuel Oil	NO	
HDS2: U1600	E (emissione E2)	17	Fuel Gas	NO	
CDP-EST: U9000	E (emissione E2)	6	Fuel Gas	NO	
Impianto Idrogeno: U2200	E (emissione E2)	34	Fuel Gas+oOff Gas	NO	
Impianto Idrogeno: U2500	E (emissione E2)	40	Fuel Gas+oOff Gas	NO	
Idrogeno CDP-EST: U9400	E (emissione E2)	16	Fuel Gas	NO	
Claus: U2000-U2100-U2700 SCOT: U2750	E (emissione E2)	4	Fuel Gas	NO	
HOT OIL: U5800	E (emissione E4)	20	Fuel Gas	NO	
TIP: U2400	E (emissione E7)	2	Fuel Gas	NO	
RHU: U4121	E (emissione E8)	5	Fuel Gas	NO	
RHU: U4140	E (emissione E8)	7	Fuel Gas	NO	
RHU: U4160	E (emissione E8)	8	Fuel Gas	NO	
HDC: U4161	E (emissione E8)	14	Fuel Gas	NO	
HDC: U4240	E (emissione E8)	21	Fuel Gas	NO	
Impianto Idrogeno: U4400	E (emissione E9)	97	Fuel Gas	NO	

Tipologia Unità



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

FCC	-	-	-	-
Unità di recupero zolfo	CLAUS: U2900 HCR: U2950	2	Fuel Gas	NO

1 - Alla data di pubblicazione della Decisione 2014/738/UE.

2 - Se SI, riportare brevemente nelle 'Note' la tipologia della variazione rispetto alla precedente AIA.

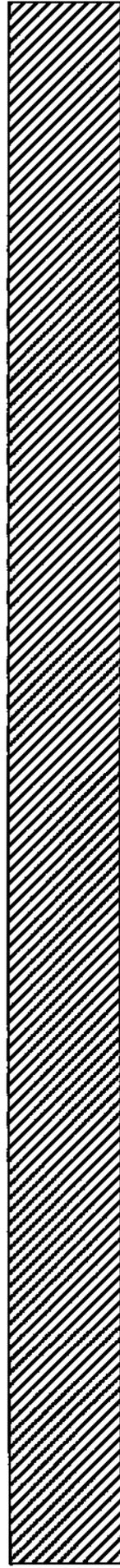
Note

3.2 Valore limite applicato per le emissioni di SO<sub>2</sub> nell'ambito della BAT 58

3.2 a) Valore limite di emissione, unità, periodi di calcolo delle medie e condizioni di riferimento

Valore limite di bolla autorizzato Media mensile	Altri valori limite di bolla autorizzati	Note
600 mg/Nm <sup>3</sup>	2.000 t/a	

Laddove non sia prevista la prescrizione di un valore limite di emissione di bolla fisso, riportare di seguito la formulazione alternativa della prescrizione che garantisce l'applicabilità e il rispetto della BAT 58, illustrando le motivazioni della scelta effettuata.





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

3.2 b)/e/d) Modalità mediante le quali è stato determinato il valore limite di bolla di SO<sub>2</sub> rispetto a quanto stabilito per la BAT 58 nelle conclusioni sulle BAT a norma della decisione di esecuzione 2014/738/UE

Con riferimento alla formula di cui alla BAT 58, di seguito richiamata:

$$\Sigma[(portata\ del\ flusso\ degli\ effluenti\ gassosi\ dell'unit\grave{a}) * (concentrazione\ di\ SO_2\ che\ si\ sarebbe\ ottenute\ per\ tale\ unit\grave{a})]$$
$$\Sigma(portata\ del\ flusso\ degli\ effluenti\ gassosi\ di\ tutte\ le\ unit\grave{a})$$

- riportare nella tabella che segue, per ciascuna delle unità interessate, i valori utilizzati per il calcolo del valore limite di bolla di cui al punto 3.2 a)

Camino / Unità	Livelli di emissione presi in considerazione per ciascuna unità interessata dalla BAT 58 e confronto con i singoli BAT AEL o livelli di prestazione ambientale associati alle BAT (BAT-AEPL)		Rif. BAT	Portata degli effluenti gassosi (di combustione o di altra natura) utilizzata come fattore di ponderazione per ciascuna unità (Nm <sup>3</sup> /h)	
	Concentrazioni prese in considerazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	BAT-AEL/BAT-AEPL <sup>2</sup> (mg/Nm <sup>3</sup> )			
	% O <sub>2</sub>	range			
E1	CDU: U101A	600	35-600	72.113	
	CDU: U101B		35-600		
	HDT: U200		35-600		
	HDS1: U400		35-600		
	PLAT: U301		35-600		
	PLAT: U302		35-600		
	PLAT: U303		35-600		
	PLAT: U304		35-600		
E2	VB/TC: U1400	1.666	3	BAT 36 (tabella 14)	81.018
		1.666	3	BAT 36 (tabella 14)	124.580

<sup>2</sup> Per l'unità di recupero zolfo esplicitare il criterio di individuazione del livello di concentrazione associato alla % di recupero zolfo considerata.



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

E4	HDS2: U1600	35	3	5-35	BAT 36 (tabella 13)	18.483
	CDP-EST: U9000					
E7	Impianto Idrogeno: U2200	35	3	5-35	BAT 36 (tabella 13)	7.418
	Impianto Idrogeno: U2500					
	Idrogeno CDP-EST: U9400					
	Claus: U2000- U2100-U2700 SCOT: U2750					
	HOT OIL: U5800					
E8	TIP: U2400	35	3	5-35	BAT 36 (tabella 13)	1.890
	RHU: U4121					
	RHU: U4140					
	RHU: U4160					
	HDC: U4161					
HDC: U4240						
E9	Impianto Idrogeno: U4400	35	3	5-35	BAT 36 (tabella 13)	55.582
	CLAUS: U2900					
E10	HCR: U2950	14.700	3	1.000-14.700	BAT 54 (tabella 17) (cfr. par. 3.2 e))	18.500



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

- Specificare criteri e modalità con cui sono stati individuati i contributi utilizzati per il calcolo del valore limite di bolla di cui al punto 3.2 a)

*Portata degli effluenti gassosi (di combustione o di altra natura) utilizzata come fattore di ponderazione per ciascuna unità*

La portata media mensile rappresentativa del normale funzionamento è calcolata considerando il fattore emissivo dei fuel e il consumo di fuel gas e fuel oil corrispondente all'assetto degli impianti relativo alla Raffineria in marcia nel suo assetto alla massima capacità.

*Concentrazione presa in considerazione per ciascuna unità*

Valore massimo del range dei BAT-AELs indicati nelle BAT ai sensi della direttiva del Sig. Ministro di cui al DEC MIN 274 del 16/12/2015.

**3.2 e) Altri elementi o fattori utilizzati per stabilire il valore limite di emissione di bolla di SO<sub>2</sub>**

Per determinare la concentrazione di riferimento per le unità di recupero dello zolfo i cui fumi sono convogliati ad un camino comune E2 e per l'Unità di recupero dello zolfo i cui fumi sono convogliati al Camino E10, coerentemente con la direttiva del Sig. Ministro D.M. n. 274 del 16 dicembre 2015, è stata utilizzata la cosiddetta formula CONCAWE ( $y = -161,19x^2 + 22272x - 615229$ , dove x è la percentuale di efficienza di SO<sub>2</sub> e y è la corrispondente concentrazione di SO<sub>2</sub> in mg/Nm<sup>3</sup>), relativa ad un fattore di conversione pari al BAT-AEPL minimo previsto dalle BAT Conclusions, ovvero 98,5% (BAT 54, per impianti esistenti), corrispondente ad una concentrazione di SO<sub>2</sub> = 14.700. Mentre l'estremo inferiore del range corrisponde all'efficienza di recupero attualmente autorizzata, che è pari a 99% (a cui corrisponde una concentrazione di SO<sub>2</sub> = 9.900 mg/Nm<sup>3</sup>) per l'unità Claus i cui fumi affluiscono al camino E2, e pari a 99,9% (a cui corrisponde una concentrazione di SO<sub>2</sub> = 1000 mg/Nm<sup>3</sup>) per l'unità Claus i cui fumi affluiscono al camino E10.