



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



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

E,prot DVA - 2011 - 0015363 del 24/06/2011

COMMISSIONE TECNICA DI VERIFICA DELL'IMPATTO
AMBIENTALE - VIA E VAS

On.le Sig. Ministro
per il tramite del
Sig. Capo di Gabinetto
SEDE

UFFICIO SEGRETERIA



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio
e del Mare - Commissione Tecnica VIA - VAS

U,prot CTVA - 2011 - 0002390 del 22/06/2011

Direzione Generale
per le Valutazioni Ambientali
c.a. dott. Mariano Grillo
SEDE

Pratica N.

Ref. Mittente:



**OGGETTO: Istruttoria congiunta VIA - AIA - Raffineria di Taranto
Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento
Tempa Rossa - Proponente: ENI S.p.A. Divisione Refining &
Marketing.**

Trasmissione parere n. 756 del 21 giugno 2011.

Ai sensi dell'art. 11, comma 4, lettera e) del DM n. GAB/DEC/150/2007, per le successive azioni di competenza, si trasmette copia conforme del parere relativo al procedimento in oggetto, approvato dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS nella seduta plenaria del 21 giugno 2011.

IL SEGRETARIO DELLA COMMISSIONE

(Avv. Sandro Campilongo)

All.:c.s.

Ufficio Mittente: MATT-CTVA-US-00
Funzionario responsabile: CTVA-US-08
CTVA-US-08_2011-0182.DOC



MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE

COMMISSIONE TECNICA DI VERIFICA DELL' IMPATTO
AMBIENTALE - VIA E VAS

Parere n. 756 del 21.06.2011

Progetto:	Istruttoria congiunta VIA - AIA Raffineria di Taranto Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa
Proponente:	ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing

[Handwritten signatures and initials]

VISTO che in data 16/04/2010 con nota acquisita al prot. n. DVA-2010-09910 del 16/04/2010 la società ENI S.p.A., ha presentato domanda, ai sensi del D.Lgs. 152/2006 così come modificato dal D.Lgs. 4/2008, di pronuncia di compatibilità ambientale del progetto VIA e AIA congiunto "Raffineria di Taranto Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa" da realizzarsi nel Comune di Taranto;

VISTO il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante "Norme in materia ambientale" così come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4;

VISTO il Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 concernente "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale";

VISTO il Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128. "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69" e in particolare il comma 5 dell'art. 4, che dispone che "Le procedure di VAS, VIA e AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento";

VISTO in particolare l'art. 10, comma 1 del Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 come modificato dal D.Lgs. 4/2008 che dispone che: "Il provvedimento di valutazione d'impatto ambientale fa luogo dell'autorizzazione integrata ambientale per i progetti per i quali la relativa valutazione spetta allo Stato e che ricadono nel campo di applicazione dell'allegato V del D. Lgs. 59/2005";

VISTO il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n.248" ed in particolare l'art.9 che prevede l'istituzione della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-VAS;

VISTO il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile" ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

VISTO il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS; e le modifiche ad esso apportate attraverso i decreti GAB/DEC/193/2008 del 23 giugno 2008 e GAB/DEC/205/2008 del 02 luglio 2008;

VISTI i Decreti del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di nomina dei componenti della Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS;

VISTO e CONSIDERATO il parere istruttorio conclusivo AIA, prot. CIPPC-00_2011-0647 del 14/04/2011, acquisito al prot. CTVA-2011-1434 del 14/04/2011, rilasciato nell'ambito del coordinamento previsto dall'art. 8, comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i tra la Commissione Tecnica per la verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS e la Commissione Istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale – IPPC;

VISTO il piano di monitoraggio e controllo (PMC) allegato al presente parere del quale costituisce parte integrante e sostanziale;

VISTA la Relazione Istruttoria

VISTA la documentazione presentata che, ai sensi dell'art. 10, comma 1 del D.Lgs. 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 4/2008 deve contenere "anche le informazioni previste ai commi 1 e 2 dell'articolo 5 e

il provvedimento finale le condizioni e le misure supplementari previste dagli articoli 7 e 8 del medesimo D.Lgs 59/2005" e si compone dei seguenti elaborati:

- studio di impatto ambientale, progetto definitivo e sintesi non tecnica fornito dalla Società proponente e acquisiti al prot. n. DVA-2010-09910 del 16/04/2010;
- integrazioni fornite dalla Società Proponente comprendenti le schede AIA, la sintesi non Tecnica, la variante progettuale del sistema di raffreddamento – progetto definitivo, la risposta alla richiesta di integrazioni (cfr. DVA-2010-24826 del 18/10/2010) e la relazione paesaggistica – Carta di rischio archeologico, in data 20/11/2009 con nota acquisita al prot. n. DVA-2011-00801 del 17/01/2011;
- ulteriori chiarimenti richiesti al Proponente nell'ambito dell'incontro tenutosi il 26.05.2011 e pervenute il 7.06.2011, relativamente a:

gestione delle terre da scavo;

potenziali impatti del traffico navale sui sedimenti marini e sull'ecosistema marino

emissioni di VOC

PRESO ATTO che la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale del progetto VIA e AIA congiunto ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 15/04/2010 sui quotidiani "Il Sole 24 Ore" e "Gazzetta del Mezzogiorno";

PRESO ATTO che la pubblicazione dell'annuncio relativo al deposito della documentazione integrativa per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 14/01/2011 sui quotidiani "Il Sole 24 Ore" e "Gazzetta del Mezzogiorno";

PRESO ATTO che non sono pervenute osservazioni espresse ai sensi dell'art. 24 del D.Lgs. 152/2006 così come modificato dal D.Lgs. 4/2008;

PRESO ATTO che nel corso dell'istruttoria non sono pervenuti né il parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, né il parere della Regione Puglia;

PRESO ATTO CHE:

- ✓ La Raffineria di Taranto ha attualmente una capacità di raffinazione bilanciata di 6,5 Mt/anno ed è collocata nell'area industriale che si affaccia sul Golfo di Taranto;
- ✓ L'attuale ciclo produttivo, partendo dall'unità primaria e proseguendo attraverso le diverse fasi di distillazione, separa il petrolio greggio nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo;
- ✓ La Raffineria è già in possesso di AIA rilasciata in data 24.05.2010 con prot. DVA-DEC- 2010 0000273; inoltre, con decreto DSA-DEC-2007-0000894 del 19.11.2007, il Proponente ha ricevuto la compatibilità ambientale relativamente al progetto di integrazione di una unità Hydrocracking nell'esistente unità RHU - unità per la conversione con idrogeno dei prodotti pesanti - impianto attualmente già in esercizio - nonché parere positivo n° 371 del 30.10.2009 con prescrizioni soggette a verifica di ottemperanza da parte del MATT, di non assoggettabilità a Via relativamente alla modifica gestionale temporanea al citato progetto di integrazione di una unità Hydrocracking;

- 32AA
2AV
DELA
AV
AJED
AV
AV
- ✓ La configurazione "ante operam" dell'impianto è stata rappresentata dal Proponente attraverso lo scenario della Raffineria nelle condizioni in cui si verrà a trovare dopo l'entrata in esercizio degli impianti Hydrocracker, Claus e Idrogeno;
 - ✓ **Il progetto di adeguamento delle strutture della Raffineria di Taranto per lo stoccaggio e la movimentazione del greggio proveniente dal giacimento denominato Tempa Rossa attraverso l'oleodotto Monte Alpi esistente di proprietà e gestione della SOM (ENI 70%, SHELL 30%) della lunghezza di 136 km e diametro 20 pollici, oggetto del presente parere, consiste nelle seguenti opere:**

Interventi Offshore in ambiente marino

- prolungamento del pontile esistente a servizio della Raffineria;
- adeguamento dei servizi ausiliari asserviti al pontile.

Interventi Onshore in ambiente terrestre

- costruzione di due nuovi serbatoi di stoccaggio greggio Tempa Rossa;
 - costruzione di due nuove aree di pompaggio per la spedizione del greggio Tempa Rossa e del greggio Val d'Agri al nuovo pontile;
 - costruzione nuova linea di trasferimento greggio Tempa Rossa dai nuovi serbatoi al nuovo pontile;
 - costruzione nuova linea di trasferimento greggio Val d'Agri dai serbatoi esistenti al nuovo pontile;
 - costruzione di un nuovo impianto pre-raffreddamento greggio Tempa Rossa;
 - costruzione di due nuovi impianti di recupero vapori a integrazione dell'esistente, uno per la gestione dei vapori da caricamento greggio Tempa Rossa e uno per la gestione dei vapori da caricamento greggio Val d'Agri;
 - adeguamento/potenziamento servizi ausiliari asserviti alle nuove installazioni onshore.
- ✓ **Tali interventi non prevedono un incremento della capacità di raffinazione attuale, ma solo un aumento della capacità di movimentazione greggio che si porterà a 2,7 Mt/a.**

CONSIDERATO CHE:

- ✓ **L'area di Raffineria ricade all'interno di un Sito di Interesse Nazionale ai sensi della legge n. 426 del 9/12/1998 e successivo decreto autorizzativo del 10/01/2000. Come richiesto dal D.M. 471/99 la Raffineria ha eseguito opportune attività per la protezione e la salvaguardia del suolo/sottosuolo, tra cui in particolare si evidenziano:**
 - **caratterizzazione ambientale del sito, svolta in base ad una maglia 50m x50 m, sia sulle aree sede delle nuove installazioni che sulle aree di abbanco definitivo delle terre di scavo, i cui risultati sono stati approvati in sede di Conferenza dei Servizi decisoria del 15.09.2005 dal MATTM, a seguito della validazione da parte di ARPA-Dipartimento di Taranto**
 - **progettazione ed esecuzione di interventi di messa in sicurezza e bonifica delle acque di falda**
 - **progettazione degli interventi di bonifica del suolo e sottosuolo**
- ✓ per quanto riguarda le aree protette, nelle vicinanze dell'area di intervento, così come nell'area vasta, sono presenti aree SIC e ZPS, archi Naturali, Riserve Naturali ed Aree Protette; conseguentemente, il Proponente ha presentato la relativa Valutazione di Incidenza, ai sensi del DPR 120/03;

PRESO ATTO:

✓ delle informazioni e delle integrazioni inviate dal Proponente in risposta alle richieste del MATTM, in particolare relativamente alla variante al primo progetto presentato, inerente la nuova progettazione del sistema di raffreddamento del greggio, nonché delle ulteriori integrazioni trasmesse il 7.06.2011

✓ del parere CIPPC-2011-0647 del 14/04/2011 della Commissione istruttoria per il rilascio dell'AIA ;

RELATIVAMENTE AL QUADRO PROGRAMMATICO

CONSIDERATO che i principali strumenti di pianificazione presi in esame nel SIA sono i seguenti:

Relativamente alla programmazione del settore energetico

- Programmazione energetica nazionale

- Programmazione energetica regionale

Relativamente alla Pianificazione di valenza ambientale

- SIN di Taranto

- Documento Regionale di Assetto Generale (DRAG)

- Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio (P.U.T.T./p.)

- Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PTR)

- Piano di Bacino (PAI)

- Piano Regionale di Qualità dell'aria (PROA)

- Strumenti di pianificazione socio-economica

- Mobilità e Logistica

- Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

- Piano Regolatore Generale del Comune di Taranto (PRG)

- Piano Regolatore Portuale (PRP)

- Piano Operativo Triennale (POT)

- Patto per lo sviluppo dell'area Ionica

- Zonizzazione Acustica

- Il sistema dei vincoli

VALUTATO CHE:

- Gli interventi previsti presso la Raffineria Eni di Taranto sono volti alla sola esportazione del greggio estratto dai pozzi Tempa Rossa verso altre raffinerie ed utilizzando l'oleodotto esistente, massimizzando l'efficienza del processo di lavorazione del greggio estratto in Basilicata, senza modifica della attuale capacità di lavorazione del greggio, che rimane quella già autorizzata ed utilizzando l'oleodotto Monte Alpi esistente. Essi si inquadrano nell'ambito di quanto previsto dai Piani nazionali, regionali e provinciali in termini di riqualificazione e tutela dell'ambiente mediante l'introduzione di tecniche innovative e la ottimizzazione delle tecnologie produttive; il progetto in esame appare sostanzialmente coerente con i documenti pianificatori in ambito nazionale e internazionale, tenuto conto anche della elevate prestazioni ambientali dichiarate;

- C'è coerenza tra il progetto in esame con la programmazione energetica nazionale che individua una forte richiesta della domanda di prodotti petroliferi conseguenti il rapido sviluppo industriale di alcuni paesi emergenti; in particolare la programmazione energetica sottolinea la necessità di aumentare la produzione di prodotti meno inquinanti e questo impone agli operatori energetici internazionali la necessità di adeguare le proprie produzioni alle esigenze di un mercato sempre più pressante sia in termini qualitativi che quantitativi. In questo senso lo sviluppo dei giacimenti in Basilicata e l'adeguamento delle linee di export nella Raffineria di Taranto è cruciale per lo sfruttamento dei giacimenti Tempa Rossa e Val d'Agri, in quanto gran parte del grezzo estratto è destinato ad essere trasportato via mare presso altre raffinerie. Il progetto coniuga l'aumento della produzione di greggio con un ammodernamento complessivo del sistema di logistica del Sud Italia che consente un miglioramento ambientale complessivo attraverso una razionalizzazione dei trasporti via mare di materie prime.

- L'intervento si inserirà in un'area a carattere prettamente industriale, all'interno di un contesto produttivo già esistente ed operativo da diversi anni, in cui non sono presenti beni storici, artistici ed archeologici. La destinazione d'uso del sito di intervento e l'antropizzazione del territorio circostante escludono l'inclusione del sito in vincoli di tutela e conservazione della fauna;
- Dai dati emersi dalla cartografia allegata al PAI e dalla conformazione geologica e geomorfologica del territorio di studio, si evidenzia che l'area in cui sono previsti gli interventi, sita nel polo industriale di Taranto, non è soggetta ad alcun pericolo di inondazione o di frana e quindi non si evidenziano difformità con il Piano di Assetto Idrogeologico. L'intervento proposto da ENI, infine, non è contemplato nell'elenco delle opere da non realizzare nelle aree appartenenti alla Classe 4 della "Vulnerabilità intrinseca della falda";
- In relazione ai rapporti con il Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio, come riportato all'art. 1.03 delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano, i riferimenti riguardanti gli Ambiti Territoriali Estesi non si applicano all'interno dei "territori costruiti" che comprendono le aree tipizzate dagli strumenti urbanistici vigenti come l'area della Raffineria che, secondo il PRG vigente del Comune di Taranto, ricade in zona industriale. Le aree più prossime all'insediamento industriale destinate ad abitazioni sono situate a circa 2 km in direzione est. I nuovi impianti risultano dunque coerenti con la destinazione d'uso prevista dal PRG;
- Per quanto riguarda il regime vincolistico, si osserva come i territori costieri (entro la fascia di 300 m dalla linea di costa), dove verranno collocate parte delle nuove installazioni, siano sottoposti a vincolo paesaggistico (D. Lgs. 42/2004 e s.m.i.) e a vincolo idrogeologico (attraversamento ferroviario). La realizzazione delle installazioni interessate da tali vincoli sarà, pertanto, subordinata alla richiesta di specifica autorizzazione presso le autorità competenti.
- Il progetto è stato sviluppato con l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili al fine di contenere e limitare il più possibile le emissioni in atmosfera dall'esercizio delle nuove installazioni, in linea con gli obiettivi strategici del Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA);
- Le opere di adeguamento delle strutture esistenti rientrano interamente nel territorio comunale di Taranto in un contesto con buone caratteristiche in relazione alla disponibilità di infrastrutture esistenti.
- Il Nuovo Piano Regolatore del Porto di Taranto (PRP) recepisce gli obiettivi del Piano Regionale dei Trasporti (PRT), finalizzati all'espansione degli scali marittimi regionali, in previsione di futuri scenari di sviluppo internazionali. Gli interventi previsti dalla pianificazione portuale sono coerenti con le opere in progetto, che rispondono alla necessità di un adeguamento infrastrutturale, in linea con le esigenze del porto. L'aumento del traffico marittimo che si verificherà in seguito all'intervento proposto dalla Raffineria Eni ben si inserisce tra gli obiettivi prefissati dal Piano Regolatore Portuale di Taranto che incentiva lo sviluppo dei trasporti via mare, in quanto ad essi è legata la modalità di trasporto più sostenibile.
- L'opera di prolungamento del pontile favorisce il carico delle navi petroliere più grandi favorendo lo sviluppo funzionale e operativo del porto, incrementando il volume di greggio movimentato, in pieno accordo con il PRP. Per tali ragioni, a detta del Proponente, il progetto si dimostra in sintonia con le principali linee di indirizzo del Piano, e non appare in contrasto con le destinazioni d'uso funzionali e le ipotesi di sviluppo previste dallo strumento, per le aree adiacenti alla Raffineria.
- Il progetto non risulta in contrasto con gli indirizzi di programmazione socio-economica in quanto promotore del vantaggio competitivo della regione a scala internazionale. Dimostra

di essere in linea con gli obiettivi di riorganizzazione logistico/infrastrutturale previsti per l'area di Taranto

- I nuovi impianti saranno progettati e realizzati seguendo le *Best Available Technics (BAT)* attualmente disponibili sul mercato mondiale e saranno configurati per consentire l'ottenimento di un elevato rendimento.
- Per quanto riguarda i rifiuti generati dall'esercizio della Raffineria nel nuovo assetto futuro, la loro raccolta, trasporto e smaltimento e registrazione verrà gestita conformemente a quanto indicato dalla politica di gestione integrata del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., con caratterizzazione analitica specifica in caso di classificazione non univocamente definita.
- Dal punto di vista acustico, la Raffineria nel nuovo assetto impiantistico futuro rispetterà i valori di immissione di rumore previsti dalla zonizzazione acustica in essere.
- Per gli aspetti di sicurezza del luogo di lavoro sarà approntato quanto richiesto dalla normativa vigente con particolare riferimento ai D. Lgs. 81/2008 e s.m.i. Le politiche e le procedure aziendali, l'organizzazione ed i processi di informazione e formazione del personale sono pienamente conformi alle norme riguardanti la sicurezza e igiene del lavoro, nonché la valutazione dei rischi.
- Per quanto riguarda la conformità con la normativa in tema di emissioni in atmosfera la Raffineria ha provveduto all'adeguamento ed al rispetto dei requisiti normativi per le proprie attività. Per quanto concerne le emissioni di Gas Serra (CO₂), la Raffineria è regolarmente autorizzata e partecipa al sistema di Trading delle Emissioni vigente in ambito Comunitario.

VALUTATO CHE:

- ✓ il progetto appare sostanzialmente coerente, o non interferente, con le indicazioni degli strumenti pianificatori sopra descritti;

RELATIVAMENTE AL QUADRO PROGETTUALE ESAMINATI

- ✓ le motivazioni del progetto dichiarate dalla proponente circa lo sviluppo dei giacimenti Val d'Agri e Tempa Rossa, che oltre a garantire un mero ritorno economico al Proponente stesso, **contribuiranno a ridurre sensibilmente la bolletta petrolifera italiana; il buon esito di questo piano di sviluppo**, di cui gli interventi presso la Raffineria di Taranto rappresentano, secondo il Proponente, una parte essenziale, è dal punto di vista economico assai rilevante sia a livello nazionale che locale e costituisce un tassello importante nell'ambito delle opere strategiche previste dal piano degli interventi nel comparto energetico a cura del CIPE. Inoltre l'aumento della quantità di greggio movimentata via mare, contribuirà ad incrementare l'indotto per l'area portuale di Taranto, supportando le strategie di potenziamento già in atto di quel comparto industriale.
- ✓ le caratteristiche generali e la consistenza delle opere in progetto, che di seguito sono riassunte nelle unità principali, rinviando alla Relazione Istruttoria i dettagli delle opere soprattutto per ciò che concerne le opere complementari e i servizi ausiliari:

3. **Impianto di Recupero Vapori**

Il progetto prevede la realizzazione di due unità di recupero vapori, una dedicata alle fasi di carico del greggio Tempa Rossa e una dedicata alle fasi di carico del greggio Val d'Agri. Le nuove unità che costituiscono il nuovo impianto saranno collocate all'interno del perimetro della Raffineria. Le portate di carico delle due unità sono 6.000 m³/h per il greggio Val d'Agri e 4.500 m³/h per il greggio Tempa Rossa.

La raccolta dei vapori è attuata attraverso i bracci di recupero presenti sulla piattaforma P3 in corrispondenza degli accosti. La tecnologia adottata per il recupero è quella dell'adsorbimento dei vapori su carbone attivo e successiva rigenerazione tramite vuoto. I vapori spiazzati dalle navi contengono oltre ai VOC dell'olio greggio, i prodotti derivanti dal sistema di inertizzazione e sono caratterizzati da una minima concentrazione di Ossigeno. La corrente di vapori proviene da cisterne inertizzate, per cui la miscela da trattare non è mai all'interno dei limiti di esplosività. Per ogni unità sono previsti due filtri a carbone, uno in servizio e l'altro in stand-by, per trattenere l'idrogeno solforato. Ciascuno dei filtri è dimensionato per un ricambio del letto di carbone per una durata di oltre 6 mesi con un carico annuo di greggio di 3.000.000 m³ e con un contenuto medio di H₂S nei gas da trattare di 150 mg/ m³, massimo di 450 mg/ m³; il controllo dell'efficienza di abbattimento dell'idrogeno solforato viene eseguito da un analizzatore posto sullo scarico all'atmosfera; il by-pass del filtro saturato e l'inserimento del filtro in stand-by è previsto manualmente. La rigenerazione del carbone avviene per azione del vuoto generato per mezzo di pompe tipo ad anello liquido, realizzato con una soluzione acquosa di glicole mono-etilenico. Il ricircolo tra le pompe del vuoto ed il separatore, al cui interno vi è una cartuccia di separazione ad alta efficienza, è assicurato da una pompa centrifuga dedicata. Il calore generato dalle pompe viene smaltito refrigerando il glicole con uno scambiatore dedicato. I vapori dopo i filtri a carbone sono aspirati da un ventilatore booster che li scarica all'atmosfera. Il contenuto di VOC allo scarico è controllato mediante l'installazione di un opportuno analizzatore. Sullo scarico è inserito un arrestatore di fiamma.

I vapori desorbiti vengono recuperati in una torre di assorbimento. Al di sotto della torre è collocato un serbatoio che ha la funzione di raccogliere l'olio greggio proveniente dal lavaggio. L'olio greggio prelevato dalla torre arricchito dagli idrocarburi recuperati viene rimandato sulla linea di spedizione greggio alla piattaforma mediante una pompa di ritorno.

4. **Impianto di pre - raffreddamento greggio Tempa Rossa**

Il sistema di raffreddamento, così come modificato rispetto alla proposta iniziale del Proponente, prevede n. 3 torri evaporative posizionate in un'area di contenimento alla quota campagna di + 4,5 m s.l.m., con un ingombro massimo di +14,5 m s.l.m.

Tale quota risulta inferiore al vincolo visivo imposto a +20,5 m s.l.m. dalla Soprintendenza per i beni architettonici e per il Paesaggio e per il patrimonio Storico, Artistico ed Etnoantropologico per le province di Lecce, Brindisi e Taranto in occasione della propria analisi del precedente progetto di ampliamento della capacità di lavorazione della Raffineria di Taranto (prot. DG BAP S02/34.1904/17284 del Settembre 2007). Con la nuova disposizione l'impianto risulta più lontano dalla Chiesa di S.M. della Giustizia, e si è liberato il cono visivo compreso tra i serbatoi esistenti T 3004 e T3005.

L'impianto sarà realizzato all'interno dell'area della Raffineria, nel contesto del parco stoccaggio già esistente, in prossimità del serbatoio T-3012, a Nord dello stesso, come mostrato nel lay-out incluso nell'Allegato 2 alla documentazione integrativa.

E' stato proposto un raffreddamento con acqua dolce in circuito chiuso, tramite scambiatori a fascio tubiero. L'acqua riscaldata viene poi nuovamente portata alla temperatura di utilizzo tramite l'uso di torri evaporative a tiraggio indotto. L'acqua utilizzata nel circuito chiuso è acqua dissalata con procedimento di osmosi inversa.

Il sistema risulta così composto:

Circuito acqua	Circuito olio
<ul style="list-style-type: none"> Sistema di dissalazione acqua: prefiltri, membrane per osmosi inversa, post trattamento 	<ul style="list-style-type: none"> Scambiatori a fascio tubiero olio/acqua dissalata

<ul style="list-style-type: none"> • Pompe di circolazione acqua • Torri evaporative • Pompe per reintegro acqua • Serbatoio di stoccaggio acqua dissalata • Skid dosaggio additivi 	
--	--

Le torri evaporative, tipo NO PLUME, limitano l'impatto ambientale sia in termini di ingombro sia in termini di visibilità del vapore d'acqua.

5. SERVIZI AUSILIARI ED OPERE COMPLEMENTARI

Il progetto necessita di adeguamenti e connessioni alle reti e agli impianti esistenti; conseguentemente il proponente ha previsto gli allacciamenti alle seguenti reti esistenti:

- Rete Vapore e Recupero Condense
- rete aria strumenti
- Rete antincendio

Sarà realizzato, inoltre l'adeguamento della rete di collettamento delle acque meteoriche per raccogliere le acque di dilavamento piazzali. Le acque provenienti dai bacini di contenimento dei nuovi serbatoi T-3009 e T-3012 saranno conferite nella fognatura oleosa di Raffineria a portata controllata.

❖ OPERE OFFSHORE

1. Prolungamento Pontile esistente

Il prolungamento del pontile ha una lunghezza totale di 324 m ed è composto da 12 campate di lunghezza di 27 m.

L'impalcato stradale consiste di una struttura in grigliato che consente il miglioramento della ingegneria delle strutture e della costruzione delle travate di collegamento che risultano in questo modo più snelle e leggere, migliorando nel contempo le fasi di installazione e lavori da eseguire in offshore.

Le passerelle per i cavi elettrici e strumentali sono opportunamente posizionate sulla struttura reticolare. Sotto i correnti inferiori sono disposti, ad intervalli di 6.75 m, i traversi metallici lunghi 8.5 m, sporgenti lateralmente per il sostegno delle tubazioni.

Il pontile è supportato lungo la sua lunghezza da 13 monopali (tubi di acciaio), diversamente dalla struttura già esistente. L'utilizzo di pali in acciaio permetterà di far fronte a rilevanti carichi orizzontali, generati dall'ormeggio delle navi e nello stesso tempo contribuiranno a facilitare e ridurre le modalità e i tempi di installazione.

Le strutture sono protette dalla corrosione mediante l'applicazione di cicli di verniciatura differenziati a seconda del grado di esposizione e per i pali è prevista l'installazione di un sistema di protezione catodica ad anodi sacrificali.

2. Piattaforma P3

La piattaforma P3 sarà dotata di due accosti per l'attracco di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 45.000 DWT allibate per l'esportazione del greggio Val D'Agri e di navi da un minimo di 30.000 DWT ad un massimo di 80.000 DWT allibate per l'esportazione del greggio Tempa Rossa. Il fondale disponibile di circa 11 m concede alle navi un pescaggio massimo non superiore a 10 m.

La piattaforma ha dimensioni planimetriche da 50 x 35 m e comprende due piani: quello inferiore a quota +3.50 m s.l.m., su cui le tubazioni provenienti dal pontile sono deviate lateralmente verso i bracci di carico, e quello superiore a quota +7.00 m s.l.m., dove è consentita la manovra degli automezzi e dove sono installate le apparecchiature, le cabine e il blocco ufficio. Sui due lati della piattaforma, a partire da quota +7.00 m s.l.m. è predisposto uno scalandrone per l'accesso alla nave ed il monitore antincendio con la cabina di comando.

Su entrambi i lati della piattaforma è prevista una sovrastruttura in carpenteria di acciaio dalla cui sommità a quota +10.0 m s.l.m., si elevano i 5 bracci di carico: 2 per il greggio, 2 rispettivamente per il marine diesel e per il bunker, 1 per il recupero vapori.

3. Briccole di accosto

Le 4 briccole di accosto per ogni lato del pontile sono costituite da monopali di grande diametro; le due esterne sono distanti 86.0 m l'una dall'altra e le due interne 56.0 m, per consentire di proteggere adeguatamente il pontile e la piattaforma.

Le briccole esterne sono principalmente a servizio delle navi di dimensioni maggiori, quelle interne sono dedicate alle navi di minori dimensioni. Sulle briccole sono previsti i ganci per l'ormeggio delle spring lines. Tutte le briccole sono raggiungibili mediante passerelle pedonali.

4. Briccole di Ormeggio

Sono previste 13 briccole di ormeggio: 5 briccole di ormeggio per ogni lato del pontile disposte tra la piattaforma preesistente P2 e la nuova P3, raggiungibili dal pontile con una corta passerella trasversale, e 3 briccole di ormeggio a prua; queste ultime sono raggiungibili a mezzo di passerella pedonale in carpenteria tubolare di acciaio.

Le briccole di ormeggio sono costituite ciascuna da un palo di grande diametro in acciaio collegato in sommità con una struttura rigida in acciaio e da un piano di impalcato. Al centro del piano è disposto uno o più blocchi di ganci con comando di sgancio rapido a distanza.

5. Bracci di carico

I bracci di carico sono installati in corrispondenza dei due accosti, lato est e lato ovest, e comandati da una centralina idraulica per facilitare il collegamento con la flangia della nave. Possono essere comandati anche mediante una consolle portatile e operati sia localmente che a distanza.

Al termine delle operazioni di carico i bracci vengono svuotati prima della sconnessione, ed il prodotto residuo inviato al serbatoio di drenaggio, dopo di che vengono riportati in posizione di riposo.

6. SERVIZI AUSILIARI

Sistema raccolta acque meteoriche

E' previsto un sistema di raccolta acque meteoriche indipendente per ciascun accosto.

Le acque meteoriche della piattaforma P3, poiché potenzialmente inquinate da residui oleosi, vengono raccolte e convogliate al serbatoio dedicato dal quale tramite N. 2 pompe verticali sono rispediti all'impianto trattamento acque presente in Raffineria.

Vista la discontinuità del convogliamento la pompa entra in funzione al raggiungimento del massimo livello e si interrompe in corrispondenza del minimo con una logica attacca/stacca.

Il serbatoio di raccolta acque meteo è dimensionato per accogliere le acque oleose risultanti da 30 minuti di pioggia.

Rete antincendio

E' prevista l'estensione della rete antincendio esistente, in modo da garantire la doppia alimentazione delle utenze, installate a protezione della nuova Piattaforma P3. Al fine di ottenere la doppia alimentazione delle utenze, installate nella nuova Piattaforma P3 e, nel contempo, garantire la portata richiesta, sarà previsto quanto segue:

- una nuova linea DN 14", direttamente dalla stazione di pompaggio alla Piattaforma P3;

- il prolungamento della linea esistente DN 10" fino alla Piattaforma P3 ampliandolo a DN 14";
- una nuova linea DN 10" che, partendo dalla stazione di pompaggio e in parallelo a quella di pari diametro esistente, dovrà collegarsi alla linea DN 14" di prolungamento alla Piattaforma P3;

Sistemi antincendio attivi e passivi interventi Offshore

A protezione delle nuove installazioni si prevede l'installazione dei seguenti sistemi e apparecchiature per la protezione antincendio attiva:

1. Protezione Pontile di Collegamento
2. Protezione Nuova Piattaforma P3

Ciascuno dei due accosti sarà protetto con i seguenti sistemi:

- Sistema fisso monitori a schiuma su torretta, con comando a distanza
- Sistema fisso a schiuma di versamento a mare
- Idranti a colonna
- Sistemi fissi a diluvio
- Barriere ad Acqua

Inoltre la struttura del pontile sarà dotata di protezione passiva al fuoco, mediante applicazione di vernice intumescente a base di resine epossidiche o viniliche. Lo spessore della vernice sarà tale da soddisfare ai requisiti di resistenza richiesti. La vernice sarà adatta all'utilizzo all'aperto in ambiente marino.

Interconnecting

L'interconnecting delle nuove installazioni con gli impianti esistenti è stato sviluppato secondo un criterio di minimizzazione dei percorsi tubazioni e tenendo conto della disponibilità delle seguenti Utilities:

- Vapore a bassa pressione (LP);
- Acqua mare (per alimento rete Antincendio e Raffreddamento);
- Acqua Potabile;
- Aria strumenti e servizi;
- Energia Elettrica

Le nuove installazioni potranno invece inviare alla Raffineria esistente le seguenti correnti:

- Condensato;
- Acque meteoriche;
- Slop.

Sistemi Antinquinamento Offshore

Piattaforme Galleggianti Autoancorabili

Il sistema di antinquinamento consisterà in piattaforme galleggianti in grado di intervenire in qualsiasi condizione meteorologica di emergenza.

Le piattaforme saranno in grado di contenere, svolgere e recuperare in maniera rapida un minimo di almeno 500 metri di panna galleggiante.

Le piattaforme saranno del tipo inaffondabile, dotate di due aperture per lasciare uscire la panna, a seconda delle necessità, da entrambi i lati e per congiungere fra loro le due piattaforme o due sistemi di panne, al fine di circoscrivere a 360° tutta l'area interessata.

Il corpo flottante sarà ricoperto di polietilene e riempito di una schiuma di materiale espanso. La struttura così composta garantirà efficienza e pochissima manutenzione. Le piattaforme saranno anche dotate di sistema atto al traino e/o sollevamento.

Al centro della piattaforma verrà installato un sistema per l'ancoraggio della stessa. Il tipo di ormeggio sarà facilmente rimovibile, con la possibilità quindi di trainare la piattaforma nel punto ove si richieda l'intervento.

Lo svolgimento della panna sarà eseguito a mezzo imbarcazione con motore non inferiore ai 25HP ed in un tempo non superiore ai 15/20 minuti.

Barriere Antinquinamento: Panne

Le barriere installate nella piattaforma pur essendo in lunghezza continua consentiranno alcune interruzioni, dotate di sistema di sgancio rapido, almeno ogni 20/25 metri al fine di consentire l'ingresso nell'area inquinata di mezzi per il recupero degli idrocarburi.
La barriera galleggiante sarà così composta:

- lunghezze 20/25 m - Altezza 1,0 m;
- in galleggiamento: immersione 0,7 m - fuori acqua 0,3;
- telo in tessuto di poliestere ad alta resistenza allo strappo e lacerazione, spalmato con P.V.C., stabilizzato alla luce e trattato per resistenza alla fiamma;
- galleggianti in materiale di resina espansa a celle chiuse che oltre a dare il galleggiamento forniranno una rigidità verticale alla barriera stessa;
- zavorre distribuite e inserite in apposite sacche lungo tutta la parte inferiore immersa della panna;
- Giunzioni, collegamenti e eventuali parti metalliche tutte in acciaio inox AISI 304

VALUTATO CHE:
per quanto riguarda la localizzazione dell'intervento

✓ in merito alle alternative di ubicazione degli impianti all'interno del sito di Raffineria, il Proponente ha modificato la proposta iniziale, riprogettando e spostando l'impianto per il raffreddamento del greggio Tempa Rossa in tal modo:

- l'impianto si colloca ad una maggiore distanza dal punto sensibile individuato nella Chiesa di Santa Maria della Giustizia;
- viene liberato il cono visivo compreso tra i serbatoi esistenti T 3004 e T3005;
- con un ingombro massimo di +14,5 m s.l.m., è rispettato il vincolo visivo imposto a +20,5 m s.l.m. dalla Soprintendenza per i beni architettonici e per il Paesaggio e per il patrimonio Storico, Artistico ed Etnoantropologico per le province di Lecce, Brindisi e Taranto;
- la nuova ubicazione avrebbe incrementato, però, la percepibilità dei nuovi serbatoi poiché avrebbe permesso allo sguardo dell'osservatore posto sulla copertura di Santa Maria della Giustizia di spostarsi verticalmente, a partire dal coronamento dei serbatoi, più in basso e vedere così una più estesa porzione del mantello dei due nuovi serbatoi. Il Proponente ha perciò apportato ulteriori variazioni all'altimetria del terreno nella zona in esame in modo tale da ridurre fortemente la porzione osservabile dei nuovi serbatoi;

per quanto riguarda le caratteristiche tecniche dei nuovi impianti

✓ Il Proponente ha effettuato il confronto con le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) con riferimento alla seguente documentazione:

- "Linee guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2: Raffinerie di petrolio e di gas" pubblicato sul supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, 125 del 31/05/07, di seguito "Rif. 1";
- "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)" emesso dall'ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel Febbraio 2003, di seguito "Rif. 2";

PRESO ATTO che

relativamente allo stoccaggio e movimentazione dei prodotti, le principali MTD sono le seguenti:

- utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio dei prodotti volatili;
- installazione di guarnizioni doppie sul tetto galleggiante;
- installazione di doppi fondi sui serbatoi benzina, kerosene e gasolio.

e che relativamente alla gestione ottimale delle emissioni fuggitive, le principali MTD sono le seguenti:

Parere Raffineria di Taranto adeguamento stoccaggio del greggio
proveniente dal giacimento Tempa Rossa

[Handwritten signatures and initials]

- Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite;
- Applicazione di tecniche per il recupero o distruzione dei vapori durante le operazioni di carico/ scarico di prodotti leggeri;
- Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi.

VALUTATO al riguardo che

- ✓ **le tecnologie e le configurazioni previste in progetto risultano in linea con gli standard più avanzati;**
- ✓ **i nuovi serbatoi previsti dal Progetto sono allineati alle MTD in quanto saranno del tipo a tetto galleggiante con doppia tenuta, con la conseguente minimizzazione delle emissioni in atmosfera nella fase di caricamento del serbatoio; inoltre, avranno doppio fondo al fine di impedire la propagazione di eventuali perdite nel terreno sottostante.**
- ✓ **le nuove unità previste all'interno del progetto verranno incluse nel programma di rilevamento e controllo delle perdite in fase di implementazione anche per le altre unità della Raffineria.**
- ✓ **tutte le pompe/apparecchiature utilizzate per la movimentazione dei greggi saranno dotate di doppie tenute.**
- ✓ **le attività di adeguamento del pontile prevedono l'installazione di un nuovo sistema di recupero dei VOC emessi dalle navi cisterna durante le fasi di caricazione dei greggi. Il sistema avrà un'efficienza di abbattimento pari a 98 %. La concentrazione di emissione di VOC garantita in uscita dall'unità è inferiore ai 10 mg/Nm³, in linea con le BAT.**
- ✓ **il riempimento dei nuovi serbatoi avverrà dal basso o comunque sotto gradiente.**

CONSIDERATO CHE

per quanto riguarda l'utilizzo di risorse, l'occupazione di suolo, il trattamento dei reflui, il traffico veicolare e le emissioni in fase di esercizio

- ✓ **gli usi totali di Raffineria della risorsa idrica nella configurazione Hydrocracking ammontano a circa 73.978.296 m³/anno, con un aumento di 45.600 mc, rispetto all'ipotesi progettuale iniziale;**
- ✓ **il progetto incrementerà la capacità di movimentazione greggio via mare, non variando la capacità di lavorazione, ma permettendo l'export del greggio Tempa Rossa per una portata pari a circa 2,7 milioni di ton/anno;**
- ✓ **nella realizzazione dei nuovi serbatoi, dell'impianto recupero vapori, del sistema di raffreddamento e delle relative opere complementari, verrà occupata una porzione di territorio indicativamente pari a circa 50.000 m², attualmente inutilizzata.; in ambiente marino la realizzazione del nuovo pontile petroli comporterà l'occupazione aggiuntiva di un'area del Mar Grande di Taranto di un'estensione pari a circa 3.000 m²;**
- ✓ **tutti i reflui di centrale, saranno inviati agli impianti di trattamento già esistenti in Raffineria; lo scarico idrico finale aumenterà, rispetto alla configurazione ante operam della raffineria di circa 44.815 mc/a;**
- ✓ **ci sarà un aumento delle emissioni complessive di VOC (convogliate e diffuse) di 36 t/a, pari al 4,8% delle emissioni stimate di VOC nella attuale configurazione della Raffineria; non ci saranno variazioni delle emissioni convogliate di macroinquinanti; per questo limitato incremento il Proponente si è assunto l'impegno di 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 del suddetto incremento di emissioni di VOC (36 t/anno) dovute al progetto Tempa Rossa e quindi mantenere l'assetto emissivo inalterato rispetto all'ante operam**

M I N

✓ per quanto riguarda il traffico veicolare, le nuove installazioni, una volta entrate in esercizio, non comporteranno la movimentazione di greggio attraverso automezzi su strada, per cui il traffico veicolare indotto dalla configurazione futura è nullo; **la nuova spedizione dei greggi Tempa Rossa comporterà, viceversa, l'aumento di 90 navi/anno per le attività di carico**, supponendo che il trasporto avvenga con sole navi da 30.000 DWT (situazione più conservativa); tale incremento è pari al 16 % circa del traffico complessivo di Raffineria (pari a 550 navi/anno circa) ed è da ritenersi del tutto insignificante (2-2,5%), se confrontato con il traffico del porto di Taranto pari a 3.600-4.000 unità navali/anno.

X

per quanto riguarda la fase di costruzione

✓ i tempi previsti per l'attuazione del progetto sono pari a circa 24 mesi (inclusa l'ingegneria di dettaglio) e sarà condotta in contemporanea con i lavori offshore.

✓ Per la costruzione delle opere a terra si prevedono lo svolgimento delle seguenti attività:

- rimozione della parte superficiale di suolo fino a 150/300 mm di profondità al di sotto del livello del terreno, eseguito con mezzi meccanici (scotico).
- Scavo generale di sbancamento eseguito con mezzi meccanici.
- Scavo di tratti per la posa di reti tecnologiche (condotte, cablaggio elettrico, reti fognarie), eseguito con mezzi meccanici.
- Scavo in sezione ristretta per bacini, fondazioni e simili, eseguito con mezzi meccanici.
- Scavi e riporti per la formazione delle piazzole dei serbatoi, per le adiacenti pipeways, per le strade ed i piazzali.
- Compattazione del fondo degli scavi.
- Riempimento usando materiale selezionato da cave di prestito.
- Riempimento generale degli argini delle strade e delle aree con materiale risultante dallo scavo, se idoneo, compattazione 95%.
- Asfaltatura di strade.
- Profilatura della pendenza degli argini.
- Realizzazione di anelli di fondazione in C.A. dei serbatoi.
- Riempimento delle fondazioni dei serbatoi all'interno degli anelli in c.a. con materiale di appropriata granulometria, eseguito con mezzo idoneo, compattazione 98%.
- Realizzazione di muri in C.A. di contenimento dei bacini dei serbatoi.
- Realizzazione di rete di drenaggio, acque bianche ed oleose fino all'impianto di trattamento, completa di particolari accessori quali pozzetti, canalette in C.A. ed in terra battuta adiacenti alla pipeway, alle strade ed all'interno dei bacini di contenimento.
- Realizzazione delle aree di pompaggio costituite da fondazioni per pompe, supporti tubazioni e passerelle di manovra valvole; area pavimentata composta da sottofondo in misto granulare dello spessore di 150-300 mm, compattazione 95% e sovrastante pavimentazione in c.a.; fognature e drenaggi dell'area pavimentata; muro perimetrale di contenimento.
- Realizzazione di attraversamenti stradali, interni alla raffineria, per passaggio pipeway per le interconnessioni delle tubazioni con i serbatoi nuovi ed esistenti.
- Realizzazione di attraversamento stradale e ferroviario per due tubazioni con attrezzature spingitubo, camicia da 40", completo di camerette di sezionamento e pozzetti. Sono previsti anche tubi camicia per future tubazioni meccaniche ed elettriche.
- Realizzazione di fabbricato cabina elettrica, sala tecnica e piazzale adiacente.
- Realizzazione di sleepers per sostegno tubazioni.
- Realizzazione di nuove strade e piazzali, interni alla raffineria, in adiacenza ai nuovi serbatoi e ripristino di quelle esistenti interessate dai lavori.
- Realizzazione di basamenti per supporto tubazioni, passerelle in carpenteria, ballatoi manovra valvole, scalette, paline di illuminazione, colonnine comando pompe idranti, ecc.
- Demolizione di pavimentazioni, fondazioni in c.a., manufatti entro e fuori terra eventualmente esistenti nelle aree oggetto di intervento.

u

S

R

li

3

2

FR

M
S
A

3

1
A

refe

M
S
A

22

FCW
A
M

W
Y
A

- ✓ La costruzione del pontile e della piattaforma sarà realizzata privilegiando la possibilità di prefabbricare tutti gli elementi di impalcato e prevedendone l'installazione da mare con sollevamenti di grandi elementi.

L'installazione dei due moduli della piattaforma è prevista con un mezzo dotato di gru da 700-800 ton mentre per i pali e le altre strutture si prevede l'impiego di un mezzo con caratteristiche inferiori con una gru di capacità di 200-250 ton.

Le travi del pontile così come la piattaforma e gli elementi per costituirle porteranno le tubazioni: l'hook-up sarà eseguito con mezzi terrestri che viaggeranno sul pontile dopo aver installato le solette costituenti l'impalcato.

È stato ipotizzato che tutti i materiali dai pali, alle travi e alle sovrastrutture delle briccole e passerelle di accosto saranno disponibili a gancio gru di bordo su bettolina di trasporto.

I bracci di carico, i monitori e gli scalandroni verranno installati dal mezzo più piccolo al termine del montaggio delle strutture principali.

Pontoni, rimorchiatori e mezzi di supporto, con caratteristiche adeguate, sono richiesti lungo tutto il periodo della costruzione quali mezzi di appoggio.

Successivamente e a seguire le operazioni di hook-up delle strutture, potranno essere installate le tubazioni mancanti, le altre apparecchiature e i cavi, procedendo ove possibile anche dal pontile.

Completati i montaggi si provvederà alle operazioni di collaudo e avviamento dell'impianto.

Per i dettagli relativi alle modalità di realizzazione dei pali di fondazione del pontile si rinvia, al Documento 2 redatto dal proponente in risposta al punto N. 2 della richiesta di integrazioni 1857 del MATTM Commissione Tecnica VIA-VAS (prot. CTVA-2010-0003499 dell'11/10/2010) trasmessa con prot. DVA-2010-0024826 del 18/10/2010II, nonché al Documento 5 in risposta al punto N. 5 della richiesta di integrazioni 1857 del MATTM Commissione Tecnica VIA-VAS (prot. CTVA-2010-0003499 dell'11/10/2010) trasmessa con prot. DVA-2010-0024826 del 18/10/2010

- ✓ i materiali da costruzione saranno essenzialmente acciaio, materiali di cava e calcestruzzo;
- ✓ per la realizzazione delle nuove installazioni onshore sono previste attività di scavo per l'esecuzione delle opere di fondazione e per la realizzazione delle opere e dei percorsi di interconnessione. Il quantitativo di terreno movimentato, stimato in circa 666.300 m³, è dovuto principalmente alla scelta progettuale, rimasta invariata, di collocare la base dei nuovi serbatoi di stoccaggio a quota 4,5 m s.l.m., al fine di garantire un'altezza massima delle strutture pari a circa 20,5 m s.l.m.;
- ✓ Rispetto alla soluzione progettuale precedentemente proposta, si ravvisa un aumento delle terre da movimentare di circa 91,000 m³, dovuto prevalentemente alla nuova ubicazione del sistema di raffreddamento e relativa strada di accesso, realizzato al fine di eliminare l'impatto visivo;
- ✓ la gestione delle terre da scavo sarà effettuata secondo quanto indicato dal proponente nel Piano di gestione delle terre, allegato alla documentazione integrativa; nel caso di effettiva possibilità di riutilizzo, il proponente ha individuato due aree all'interno della Raffinerai in cui rilocare i terreni da scavo, aree risultate idonee in quanto preventivamente caratterizzate e risultate non contaminate, come evidenziato ed approvato nella Conferenza dei Servizi decisoria del 15.09.2005 dal MATTM; nel caso in cui il riutilizzo non sarà, viceversa, compatibile con le caratteristiche delle terre da scavo, queste saranno avviate a smaltimento;
- ✓ relativamente al riutilizzo delle terre da scavo il proponente ha chiarito ulteriormente che per verificare la compatibilità della rinaturalizzazione proposta con la originaria configurazione paesaggistica vegetazionale dell'ambito territoriale in questione, ha effettuato una ricerca che ha consentito di reperire il fotogramma della ripresa aerofotogrammetrica dell'ambito in esame, in epoca precedente la realizzazione dello stabilimento, dal quale risulta che essa appare, per parte significativa, caratterizzata da attività di "smacchiamento" della originale copertura vegetale. Nonostante ciò, il proponente ha rilevato che l'intervento di rinaturalizzazione proposto conferma la sistemazione dell'area a "paesaggio a verde", mediante impianto, a riconfigurazione plano-altimetrica avvenuta, di macchia mediterranea. Il Proponente ha inoltre verificato la compatibilità ambientale della

proposta progettuale con le previsioni che, per l'area in esame, sono riportate nel PRG, che, infatti, assegna all'ambito territoriale in cui ricade il sito, la destinazione A8-Zona di parco territoriale;

- ✓ come da richiesta n° 5 del MATTM, il proponente ha individuato le misure di mitigazione che saranno adottate nel caso di smaltimento delle terre presso impianti esterni debitamente autorizzati;
- ✓ la gestione delle attività di cantiere sarà tale da minimizzare le interazioni con il territorio, e in particolare il trasporto dei materiali di costruzione;
- ✓ nella fase di costruzione, relativamente alle opere offshore si prevede un traffico di bettoline, moto pontoni e mezzi nautici necessari per la costruzione del pontile. Il quantitativo di materiali utilizzati per la costruzione delle installazioni offshore è stato stimato pari a circa 5.400 ton. Si prevede nel trasporto l'utilizzo di n° 10 bettoline con capacità pari a 2.500 ton, ciascuna dal cantiere di costruzione al porto di Taranto. La permanenza delle bettoline nell'area di installazione del nuovo pontile è stata stimata in 100 giorni. In generale il traffico navale dell'intero golfo non subirà alcuna variazione nella sua frequenza. La superficie che sarà occupata dal cantiere coincide con quella prevista per l'esercizio del pontile e già contemplata nel Piano Regolatore Portuale;
- ✓ nella fase di costruzione, relativamente agli interventi on-shore, il Proponente ha stimato un traffico indotto durante le fasi di cantiere come riportato in Tabella seguente;

	Descrizione Attività	Traffico	Direzione traffico	
			IN	OUT
1	Opere di reinterro (materiale da cava per riempimenti e riporti)	6	x	
2	Costruzione serbatoi, aree di pompaggio, impianto recupero vapori, stazione di pre-raffreddamento e relativi servizi ausiliari (pompe, tubazioni)	17	x	
3	Terre di scavo destinate a riutilizzo in aree esterne	max 75		x

Per quanto riguarda il traffico indotto dagli operatori presenti in cantiere, si prevede che la forza lavoro impiegata ammonterà a circa 53 operatori impegnati su un turno giornaliero di 8 ore per un totale di 6 giorni lavorativi settimanali;

per quanto riguarda gli interventi di bonifica in atto e da attuare

- La Raffineria è inserita nel Sito di Interesse Nazionale di Taranto;
- Allo stato attuale, sono in atto interventi di bonifica della falda con tecnica Pump&Treat. Le aree oggetto di intervento per la realizzazione dei nuovi impianti del Tempa Rossa non presentano criticità e le attività previste non interferiscono con l'iter di bonifica delle acque di falda;
- Sono ancora da effettuare, ancorché autorizzati, i lavori previsti dal progetto di bonifica dei terreni che contemplano interventi in situ ed ex situ in alcune aree dello Stabilimento. In alcune delle aree dove verranno realizzate le nuove installazioni sono presenti punti limitati (hot spot), ove è stata individuata la necessità di procedere all'asporto e smaltimento di circa 600 mc di terreno risultato non idoneo per il riutilizzo. Evidentemente tali attività dovranno essere prioritarie alla esecuzione degli interventi in oggetto.;

- 3847 30 1 2008
 001 1 1 2008
 2AY 3 1 2008
- Relativamente all'ambiente marino, le nuove installazioni offshore saranno realizzate in aree che ricadono nei confini di perimetrazione del S.I.N. di Taranto; lo stato di contaminazione chimica effettiva dei fondali nell'area perimetrata è stato valutato da Sviluppo Italia Aree Produttive nel periodo compreso tra febbraio e ottobre 2008. È stata infatti eseguita la caratterizzazione ambientale dell'area Mar Grande Lotto I, in cui ricade la zona in cui avverrà il prolungamento del pontile;
 - Tutti i contaminanti ricercati nei campioni raccolti sono risultati conformi ai valori di intervento, ad eccezione di superamenti per alcuni IPA in corrispondenza di n. 2 sondaggi, 0306 e 0310, ubicati rispettivamente a circa 100 e circa 200 m dal tratto di pontile esistente, e quindi in un'area esterna all'impronta dell'opera in progetto, né interessata dalle attività per la costruzione della stessa;

VALUTATO al riguardo che

- ✓ Gli interventi previsti dal progetto Tempa Rossa non interferiscono con le operazioni di bonifica in atto e da attuare nel Sito di Interesse Nazionale di Taranto;

**RELATIVAMENTE AL QUADRO AMBIENTALE
per quanto riguarda la componente atmosfera**

relativamente alla situazione ante operam

- ✓ il sito di intervento è situato in una area industriale; la qualità dell'aria è qui caratterizzata da alcuni inquinanti che presentano valori elevati e trend con evoluzione diversificata. Gli inquinanti che mostrano livelli critici rispetto alle indicazioni normative, sono soprattutto le polveri fini (PM10), il biossido di azoto (NO₂), l'ozono (O₃) e, in maniera residuale o limitata ai siti più prossimi a intensi flussi di traffico, gli inquinanti primari (benzene). Ciò incide soprattutto per lo stato di qualità dell'aria nel lungo periodo (mensile/annuale) ove si riscontrano valori prossimi ai limiti;
- ✓ Fatta eccezione per l'ozono ed il PM10, i fenomeni di inquinamento acuto, dovuti cioè a picchi di concentrazione di uno o più inquinanti per brevi periodi di tempo, sono stati finora limitati;
- ✓ L'inquinamento da traffico si conferma uno dei maggiori responsabili dello stato di qualità dell'aria: i profili della settimana tipo per benzene, PM10 ed ossidi di azoto mostrano un'evidente dipendenza dal traffico;

CONSIDERATO che

Relativamente alla situazione post operam in fase di esercizio
Relativamente agli interventi Onshore il Proponente ha identificato le seguenti sorgenti emissive aggiuntive:

- emissioni diffuse dal nuovo parco serbatoi;
- incremento emissioni diffuse dall'impianto di trattamento TAE;
- emissioni fuggitive delle linee di spedizione;
- emissioni convogliate discontinue dall'impianto di recupero vapori.

L'incremento complessivo di VOC associabili al progetto è stimato in circa 36 t/anno di cui 10 t/anno come emissioni diffuse dai nuovi serbatoi e 26 t/anno come emissioni convogliate dal previsto nuovo impianto VRU, essendo trascurabili le emissioni aggiuntive derivanti dall'impianto di trattamento TAE e trascurabili quelle provenienti dalle linee di spedizione, se confrontate con il quantitativo di emissioni fuggitive attualmente emesso dalla Raffineria.

Pertanto la realizzazione del progetto determina un incremento complessivo di emissioni di VOC pari al 4.8% rispetto all'assetto produttivo derivante dal Decreto AIA della raffineria, rispetto al quale il proponente si è assunto l'impegno di presentare un piano di intervento composto di interventi gestionali e/o tecnologici che permetta di conseguire la totale compensazione del suddetto incremento di emissioni di VOC

Il Segretario della Commissione

(36 t/anno) dovute al progetto Tempa Rossa e quindi mantenere l'assetto emissivo inalterato rispetto all'ante operam.

Nella nuova configurazione post-operam, relativamente agli interventi Interventi Offshore, le emissioni saranno estremamente limitate. Saranno da tenere in considerazione soltanto le emissioni degli automezzi delle navi in manovra, a regime minimo e non in marcia, e dei rimorchiatori di supporto. La minimizzazione delle emissioni in fase di carico navi sarà assicurata dall'impianto recupero vapori.

CONSIDERATO che

Relativamente alla situazione in fase di costruzione

- ✓ La produzione di polveri durante le attività di cantiere è stata quantificata, in circa 27 t in 24 mesi. Ipotizzando inoltre 576 giorni lavorativi totali per la realizzazione del progetto (vengono considerati 6 giorni lavorativi a settimana), si è ottenuta una produzione giornaliera di PTS (polveri totali sospese) di circa 47 kg/giorno. Tali emissioni, concentrate in un periodo limitato alla sola fase di cantiere, a detta del Proponente, risultano accettabili. Le maggiori ricadute, che si possono assumere minime e interessanti esclusivamente un'area adiacente al sito in esame, non arrecheranno alcuna perturbazione significativa all'ambiente e alle attività antropiche;
- ✓ Durante la fase di costruzione, oltre alle polveri, si avranno temporanee emissioni di prodotti di combustione (NO_x, SO₂, polveri, CO, incombusti) dovuti ai motori dei mezzi impegnati nel cantiere. Tali emissioni si configurano discontinue e limitate nel tempo, tali, pertanto, a detta del Proponente, da non arrecare variazioni significative alla qualità dell'aria attuale;
- ✓ Il Proponente ha individuato, altresì, gli impatti sulla componente atmosferica in fase di costruzione degli interventi offshore, indicando che il cantiere offshore non prevede azioni di movimentazione terra o fasi di costruzione in sito. Tutti gli elementi saranno prefabbricati e installati in loco al fine di ridurre gli impatti con l'ambiente circostante e minimizzare il traffico navale. In particolare la struttura di sostegno consisterà essenzialmente in pali di acciaio cavi, la cui installazione sarà effettuata mediante infissione per battitura;
- ✓ Pertanto le uniche emissioni prodotte in atmosfera saranno quelle generate dai mezzi pesanti utilizzati in cantiere, in particolare i prodotti di combustione dei motori quali: NO_x, SO₂, polveri, CO, incombusti. L'interferenza è limitata alle aree circostanti al cantiere in quanto il tasso di diluizione notevolmente elevato, associato ad un arco di tempo tale da non determinare effetti a lungo tempo e da non presentare picchi critici per quanto riguarda il numero di mezzi di trasporto e di macchine operatrici contemporaneamente in funzione;
- ✓ L'eventuale impatto diviene pressoché nullo in termini incrementali se rapportato a quello derivante dal traffico normalmente presente nell'area portuale di Taranto.

VALUTATO pertanto che

- ✓ sulla base degli elementi forniti dal proponente, l'esercizio delle attività oggetto di valutazione da parte della scrivente Commissione determina un incremento contenuto delle emissioni complessive di inquinanti organici VOC della Raffineria, rispetto al quale il proponente si è assunto l'impegno di 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 del suddetto incremento di emissioni di VOC (36 t/anno) dovute al progetto Tempa Rossa e quindi mantenere l'assetto emissivo inalterato rispetto all'ante operam.

CONSIDERATO che
per quanto riguarda la componente ambiente idrico

- ✓ Tutti i corsi d'acqua presenti nell'area in esame sono di modesta entità e presentano un forte apporto di reflui inquinanti di varia natura e provenienza. ed in particolare dai depuratori presenti nella zona, non sempre adeguati;
- ✓ La fascia costiera a sud-est di Taranto e l'area costiera a oriente del Mar Piccolo presentano un acquifero interessato esclusivamente dalla circolazione di acque salmastre, il cui contenuto salino varia da 10 g/l lungo la costa a 3 g/l nell'entroterra, a testimonianza della progressiva ingressione delle acque di mare;
- ✓ Le acque delle falde superficiali risultano inquinate sia da prodotti chimici (pesticidi) legati alle attività agricole, sia dalle polveri rilasciate dall'attività industriali. A questi si aggiungono gli scarichi di reflui legati all'abusivismo edilizio, a cui è connessa la costruzione di edifici non collegati alla rete fognaria;
- ✓ Nonostante la minore potenzialità idrica della falda superficiale rispetto a quella carsica, l'elevata densità dei pozzi esistenti lungo la fascia costiera ne conferma un uso elevato, con le relative conseguenze in termini di depauperamento e di inquinamento;
- ✓ La falda acquifera profonda è stata analizzata mediante le rilevazioni effettuate su **4 pozzi profondi oltre i 100 m in Raffineria; i dati conseguiti non hanno indicato alcun fenomeno di contaminazione in atto.** Le anomalie di alcuni composti, presenti nelle acque della prima falda acquifera non appaiono quindi trasferirsi in profondità. La falda acquifera profonda è risultata quindi protetta da potenziali fenomeni di infiltrazione verticale in quanto i due acquiferi sono nettamente separati;
- ✓ La falda acquifera superficiale, è stata, altresì, caratterizzata ed è risultata contaminata da concentrazioni anomale o significative di Zinco, Rame, Vanadio, Cadmio, Mercurio, Idrocarburi Policiclici Aromatici, Policlorobifenili (PCB). Sono state rilevate **concentrazioni elevate di: Piombo, Nichel, Cromo Totale, Arsenico e Selenio; Idrocarburi totali, Idrocarburi Aromatici, MTBE;**

relativamente alla situazione post operam in fase di esercizio

- ✓ gli impatti sull'ambiente idrico connessi alle opere in progetto sono essenzialmente imputabili al prelievo di risorse idriche e allo scarico di effluenti liquidi;
- ✓ per quanto riguarda i prelievi, l'incremento del consumo di acqua mare per fini antincendio e raffreddamento è stato individuato in 45.600 mc, rispetto all'ipotesi del progettuale iniziale;
- ✓ per quanto riguarda gli scarichi, la situazione è quella descritta nel Quadro Progettuale, dal quale si evince che la totalità degli effluenti verrà convogliata all'esistente impianto di trattamento, con una incidenza minima sulla potenzialità dello stesso. L'incremento degli scarichi idrici totali sarà dovuto prevalentemente alle acque meteoriche generate dalla presenza di nuove aree impermeabilizzate destinate ad ospitare gli impianti e le attrezzature per la movimentazione del greggio Tempa Rossa e Val d'Agri. In particolare, tale quantitativo passerà dalla stima di 45.972 m3 di contributo anno nella configurazione iniziale (torre evaporativa) a 44.815 m3/anno considerando il nuovo impianto di pre-raffreddamento con torri evaporative ribassate. Si avrà pertanto una riduzione di ca 1.100 m3/anno di effluenti scaricati nell'assetto previsto;
- ✓ L'esercizio del pontile potrebbe generare i seguenti impatti:
 - Sospensione sedimenti durante le fasi di ormeggio/disormeggio e conseguente potenziale diffusione di eventuali inquinanti presenti nel materiale sollevato;
 - alterazione temporanea delle caratteristiche chimico fisiche del corpo idrico, a causa dell'aumento della torbidità dovuto alla sospensione dei sedimenti;
- ✓ Gli impatti sopra descritti saranno poco significativi nel progetto in esame in quanto:

- le attività di investigazione (ICRAM) hanno evidenziato la assenza di contaminazione dei sedimenti; questo dato permette di escludere fenomeni di trasporto di contaminanti eventualmente adesi a particelle solide risospese a causa del traffico navale indotto dalla costruzione dell'opera.
- le modalità di manovra delle navi in prossimità del pontile prevedono il totale ausilio di rimorchiatori, limitando, in questo modo, turbolenze associate all'impiego diretto dei motori delle navi per le operazioni di manovra. In ogni caso gli automatismi di ormeggio e disormeggio previsti sul nuovo pontile permetteranno di ridurre l'utilizzo di mezzi di supporto
- le navi, utilizzate per la spedizione dei greggi, presenteranno caratteristiche di tonnellaggio e pescaggio tali da garantire un franco utile tra la nave e il fondale marino in prossimità del pontile. Inoltre la velocità delle navi durante la fase di ormeggio/disormeggio sarà ridotta e controllata al fine di minimizzare ogni rischio associato alla sospensione dei sedimenti.

relativamente alla situazione in fase di realizzazione

- ✓ Durante le attività di cantiere saranno generati reflui liquidi provenienti dal lavaggio delle attrezzature degli automezzi e dalla normale attività di cantiere. Tali reflui saranno opportunamente conferiti nella fognatura oleosa di Raffineria;
- ✓ Inoltre le acque di dilavamento dei piazzali durante le attività di cantiere subiranno un aumento del carico inquinante dovuto al deposito di polveri dovuti al trasporto su strada e alla movimentazione di materiali e mezzi per la costruzione;
- ✓ Entrambi gli impatti non risultano significativi in quanto minimi rispetto alla capacità di trattamento del carico inquinante dello stabilimento e limitati nel tempo;
- ✓ Durante la fase di realizzazione delle opere a mare, l'installazione del pontile genererà i seguenti impatti:
 - diffusione, in aree non inquinate, di eventuali inquinanti presenti nei sedimenti sollevati e portati in sospensione durante l'istallazione dei pali;
 - alterazione delle caratteristiche chimico fisiche del corpo idrico, con aumento della torbidità dovuto alla sospensione dei sedimenti;
- ✓ L'attività prevista verrà effettuata a mezzo battitore idraulico che determinerà una risospensione limitata dei sedimenti. La risospensione sarà comunque un evento circoscritto all'area in quanto, non è presente un significativo regime idrodinamico che può determinare una dispersione dei sedimenti dell'area. Tale azione sarà comunque oggetto di attenzione e di conseguente monitoraggio;
- ✓ Le attività di cantiere genereranno il consumo di risorsa idrica per le attività di lavaggio delle attrezzature e macchinari, oltre che per la realizzazione dei manufatti. Tali consumi sono limitati nel tempo e saranno minimizzati attraverso l'adozione di adeguate procedure per l'uso efficiente dell'acqua;
- ✓ In particolare la fase di collaudo dei due serbatoi comporterà l'utilizzo di circa 120.000 m³. Al fine di ridurre al minimo il consumo di risorse, è previsto che lo stesso volume d'acqua venga riutilizzato per il collaudo di tutti e due i nuovi serbatoi.

VALUTATO che

- ✓ sulla base degli elementi forniti dal proponente, in fase di esercizio e di cantiere non si prevedono impatti significativi sull'ambiente marino, né per quanto riguarda l'inquinamento chimico delle acque superficiali e sotterranee;

CONSIDERATO che

Parere Raffineria di Taranto adeguamento stoccaggio del greggio
proveniente dal giacimento Tempa Rossa

per quanto riguarda la componente suolo e sottosuolo

relativamente alla fase di esercizio

- ✓ il progetto prevede sottrazione di suolo, per un totale di 50.000.mq, che saranno tutti interni alla Raffineria; la realizzazione del nuovo pontile petroli comporterà l'occupazione aggiuntiva di un'area del Mar Grande di Taranto di un'estensione pari a circa 3.000 m²;
- ✓ fenomeni di inquinamento del suolo/sottosuolo e della falda, attribuibili alla potenziale perdita di prodotti inquinanti correlata a tutte le principali attività e apparecchiature della Raffineria sono limitati grazie alle misure di prevenzione previste, quali bacini di contenimento, serbatoi di stoccaggio a doppio fondo, pozzetti per la raccolta di eventuali sversamenti, nonché la presenza di pavimentazione impermeabile e le misure di controllo che vengono effettuate dalle Unità Tecniche di Raffineria;

relativamente alla fase di realizzazione

- ✓ Relativamente alle attività onshore, l'area su cui verranno realizzate le nuove installazioni ricade su suolo industriale all'interno del perimetro attuale di Raffineria. Le attività di cantiere non interferiranno con le attività in corso nella Raffineria di Bonifica del suolo e sottosuolo in quanto le nuove installazioni verranno realizzate solo dopo aver ottenuto la restituzione agli usi legittimi delle aree di interesse;
- ✓ Per le attività offshore, si rimarca che l'area su cui verranno realizzate le nuove installazioni ricade nel porto industriale di Taranto. Il nuovo Piano Regolatore Portuale ha previsto la realizzazione del nuovo pontile, per cui non dovrà essere intrapreso nessun iter autorizzativo per introdurre varianti al PRG;

Come rimarcato dal Proponente nella risposta alla richiesta n° 5 del MATTM, gli impatti sui sedimenti associati alla fase di costruzione delle opere offshore possono essere considerati molto limitati in ragione dei seguenti fattori:

- La costruzione del pontile avviene mediante l'infissione di pali di acciaio cavi con battitore. Questa tecnica, non prevedendo dragaggi e comunque movimentazione di materiale solido, garantisce la minimizzazione di eventuali fenomeni di risospensione dei sedimenti;
- Le caratteristiche granulometriche dei sedimenti, a forte componente sabbiosa, limitano significativamente i tempi di risospensione e, conseguentemente, la distanza di eventuali fenomeni di trasporto di particelle solide eventualmente sospese nel corso delle operazioni di battitura;
- Il limitato regime idrodinamico nell'area d'intervento. I dati disponibili evidenziano la presenza, nell'area d'intervento di correnti di velocità pari a 0,2-0,3 nodi. Questo determina la ricaduta dei sedimenti eventualmente sospesi nelle immediate vicinanze dell'area di infissione del palo;
- L'assenza di fenomeni di contaminazione nell'area di intervento (rif. Rapporto ISPRA Settembre 2009). Questo dato permette di escludere fenomeni di trasporto di contaminanti eventualmente adesi a particelle solide risospese in fase di battitura dei pali e comunque nel corso delle attività di costruzione delle opere offshore;
- La presenza nell'area d'intervento di matte morta di Posidonia Oceanica., cioè di un intreccio di rizomi morti e di radici di Posidonia che, limitando il contatto tra i sedimenti superficiali e la colonna d'acqua soprastante, riduce notevolmente la possibilità di eventuali fenomeni di risospensione;
- La presenza nell'area di intervento di biocenosi bentonica a basso valore ecologico che, adattata a fondali di bassa profondità e ubicati in aree ad intenso traffico navale, ben sopporta limitati e temporanei fenomeni di torbidità che eventualmente possono determinarsi nel corso delle operazioni di costruzione;
- Tutti gli impatti associabili alle operazioni di costruzione delle opere offshore saranno controllate da un Piano di Monitoraggio Ambientale;
- Sono previsti specifici interventi di mitigazione in particolare per eventuali impatti associati a fenomeni di risospensione di sedimenti prodotti in fase di cantiere;

**per quanto riguarda le componenti vegetazione, flora, fauna, ecosistemi
relativamente alla situazione ante operam**

- ✓ nella zona, secondo quanto riportato nel SIA, risulta scarsa la vegetazione naturale o seminaturale; inoltre, non sono presenti colture di particolare pregio o permanenti, né usi di tipo forestale, né si riscontra nell'area la presenza di specie faunistiche protette;
- ✓ in base alle analisi condotte sugli ecosistemi marini, emerge che l'area di progetto è già inserita in un contesto industriale caratterizzato dai c.d. "fanghi inquinanti"; nella porzione di fondale immediatamente antistante la Raffineria interessato dalla realizzazione del prolungamento del pontile sono presenti matte morte di Posidonia Oceanica;
- ✓ inoltre, è verosimile ritenere che le unità ambientali interessate, in quanto caratterizzate da un elevato grado di antropizzazione, ospitano zoocenosi già ampiamente adattate alle attività umane, e, quindi, in grado di 'assorbire' con relativa facilità anche le attività di cantiere;

relativamente alla situazione post operam in fase di esercizio

- ✓ Data la natura dell'intervento proposto l'unica interferenza possibile sulla componente in esame è riconducibile alle emissioni in atmosfera;
- ✓ Infatti non è prevista l'occupazione di suolo naturaliforme, essendo l'ampliamento contenuto nei confini della Raffineria, e non è previsto un incremento o un cambiamento nella tipologia degli scarichi;
- ✓ La fase di cantiere sia per la sua temporaneità, sia perché le possibili incidenze legate a tale attività, non modifica sostanzialmente il quadro di disturbo attuale e non comporta quindi impatti significativi;
- ✓ Per una trattazione di dettaglio delle possibili incidenze sulle componenti più sensibili dell'area è stata effettuata dal Proponente la "Valutazione di Incidenza", nella quale sono state analizzate le possibili interferenze sulle componenti abiotiche delle aree SIC/ZPS associate alla realizzazione e alla presenza dell'opera per ogni singola componente e facendo riferimento alle eventuali aree potenzialmente impattate;

relativamente alla situazione in fase di cantiere

- ✓ le potenziali interferenze riguardano soprattutto le attività a mare, tenuto conto che le aree di cantiere a terra saranno ubicate all'interno della Raffineria;
- ✓ per quanto riguarda gli impatti sull'ambiente marino, questi saranno essenzialmente riconducibili alla perturbazione dovuta al traffico marittimo, alla movimentazione dei fondali marini e alle emissioni sonore, con possibile distruzione delle biocenosi bentoniche, ancorché circoscritta alle sole aree intervento, e di carattere temporaneo;

VALUTATO che

- ✓ alla luce di quanto sopra esposto, si ritiene l'impatto sulla componente flora-fauna terrestre trascurabile per quanto attiene gli ecosistemi insistenti nell'immediato intorno del sito produttivo;
- ✓ è verosimile ritenere che le unità ambientali interessate, in quanto caratterizzate da un elevato grado di antropizzazione, ospitano zoocenosi già ampiamente adattate alle attività umane, quindi, in grado di "assorbire" con relativa facilità anche le attività di cantiere;

CONSIDERATO che

**per quanto riguarda le componenti rumore e vibrazioni
relativamente alla situazione ante operam**

- ✓ La Raffineria, in attesa dell'entrata in vigore del Piano di Zonizzazione, applica i limiti previsti dal D.P.C.M. 01/03/91 di 70 dB (A) sia di giorno che di notte, essendo l'area in cui risulta inserita la Raffineria "esclusivamente industriale" e lo Stabilimento confinante con strade statali e linee ferroviarie;
- ✓ in relazione alle vibrazioni, in base alla documentazione risulta che non sono note, nell'area presa in considerazione, sorgenti continue e significative;

relativamente alla situazione in fase di cantiere

- ✓ Per quanto riguarda i rumori, durante la realizzazione delle opere, la generazione di emissioni acustiche potrà essere imputabile al funzionamento di macchinari di varia natura, quali autobetoniere, pale meccaniche, escavatori ecc, e al movimento dei mezzi pesanti quali auto carri per il trasporto di materiali, movimenti terra, ecc;
- ✓ Il rumore emesso nel corso dei lavori sarà caratterizzato dalla natura intermittente e temporanea dei lavori. I livelli di rumore emessi dai macchinari usati potranno essere caratterizzati da potenze sonore variabili in un intervallo di 10-15 dB(A);
- ✓ Durante il prolungamento del pontile i rumori saranno generati dai macchinari presenti nell'area e necessari alla realizzazione del progetto. Ai macchinari generalmente presenti nei cantieri edili (autobetoniere, pale meccaniche, escavatori ecc) dovranno essere aggiunti mezzi nautici come moto pontoni e bettoline necessarie per il trasporto e l'installazione dei pali e delle infrastrutture prefabbricati;
- ✓ Il rumore emesso nel corso dei lavori sarà caratterizzato dalla natura intermittente e temporanea dei lavori. I livelli di rumore emessi dai macchinari usati potranno essere caratterizzati da potenze sonore variabili in un intervallo di 10-15 dB(A);
- ✓ I pali verranno collocati con attrezzature specifiche idonee allo scopo e al contesto portuale, quali ad esempio martelli idraulici, adatti allo svolgimento delle operazioni di cui sopra in contesti portuali urbanizzati, a causa delle loro caratteristiche di bassa rumorosità;
- ✓ Le criticità maggiori dal punto di vista dell'impatto acustico sono associate alla battitura dei pali; verranno utilizzate attrezzature specifiche idonee allo scopo e al contesto operativo, quali ad esempio martelli idraulici, adatti allo svolgimento delle operazioni di cui sopra in contesti portuali urbanizzati, a causa delle loro caratteristiche di bassa rumorosità;
- ✓ Per quanto riguarda le vibrazioni, data l'ubicazione dell'impianto rispetto ai recettori potenziali sensibili, si può escludere qualsiasi previsione di impatto sull'ambiente circostante;

relativamente alla situazione post operam in fase di esercizio

Interventi Onshore

Il rumore prodotto dalle nuove installazioni genererà un impatto di tipo reversibile ed entità trascurabile in quanto non in grado di incrementare il clima acustico dell'area esistente. Adeguate campagne di misura periodiche saranno predisposte sia in fase di costruzione che in fase di esercizio, per la verifica del rispetto della normativa in materia. Il rilevamento del rumore in corrispondenza degli obiettivi sensibili avverrà con cadenza almeno semestrale anche tenendo conto degli effetti conseguiti con i possibili interventi di bonifica acustica sulle infrastrutture di trasporto poste al di fuori dell'area di intervento. Per quanto riguarda le vibrazioni, si può escludere qualsiasi previsione di impatto sull'ambiente circostante.

Interventi Offshore

In prossimità dell'attuale pontile, il rumore prevalente è costituito dalle attività svolte nelle aree industriali adiacenti la Raffineria. Temporanee emissioni di rumore sono dovute alle operazioni di avvicinamento delle navi e a quelle di carico/scarico dei prodotti petroliferi presso le attuali piattaforme (P1 e P2). L'ampliamento dell'attuale pontile comporterà una minima variazione al quadro sopradescritto. Si ritiene pertanto che tale interferenza sia valutabile come non significativa.

A
X

CONSIDERATO che
per quanto riguarda la componente Traffico

- ✓ Le nuove installazioni non comporteranno una variazione del traffico su strada durante l'esercizio, essendo la movimentazione prevista esclusivamente via mare;
- ✓ il Porto di Taranto movimentava annualmente un quantitativo di merci che nell'ultimo quinquennio è compreso tra 49 milioni di tonnellate (dato 2006) e 27 milioni di tonnellate (dato 2009). Il dato riportato nel 2010 è pari a circa 35 milioni di tonnellate per un numero totale di navi in transito pari a 3670 (arrivi e partenze).
- ✓ Il traffico complessivo medio annuale attualmente generato dalla raffineria è pari a circa 550 navi/anno di cui mediamente 43 destinate all'esportazione del greggio e circa 500 navi/anno all'esportazione/importazione di semilavorati.
- ✓ A seguito dell'esportazione del greggio Tempa Rossa si avrà un **incremento del traffico navale per l'export a 90 navi all'anno aventi la capacità di 30.000 t**. Tale variazione, rimanendo inalterato il quantitativo totale di materie prime in lavorazione e di prodotti finiti, è direttamente riconducibile all'incremento dell'esportazione di greggio Tempa Rossa pari a 2,7 milioni di ton/anno.
- ✓ Tale incremento di traffico sarà mitigato da una programmazione efficiente delle operazioni di carico e dai sistemi di automazione del nuovo pontile, che permetteranno di ridurre l'utilizzo di mezzi di supporto per le operazioni di disormeggio.
- ✓ Si evidenzia come il traffico incrementale associato al progetto è marginale sia se confrontato con il traffico medio annuale attualmente generato dalla raffineria (circa 550 navi/anno) sia, e soprattutto, se confrontato con il traffico normalmente movimentato dal Porto di Taranto che è pari mediamente a 3600-4000 unità/navali anno.
- ✓ L'aumento del traffico marittimo ben si inserisce tra gli obiettivi prefissati dal Piano Regolatore Portuale di Taranto che incentiva lo sviluppo dei trasporti via mare, in quanto ad essi è legata la modalità di trasporto più sostenibile;

u
S
E
L
E

Per quanto riguarda l'impatto del traffico sui sedimenti marini:

- ✓ Le modalità di manovra delle navi in prossimità del pontile prevedono il totale ausilio di rimorchiatori, limitando, in questo modo, turbolenze associate all'impiego diretto dei motori delle navi per le operazioni di manovra. In ogni caso gli automatismi di ormeggio e disormeggio previsti sul nuovo pontile permetteranno di ridurre l'utilizzo di mezzi di supporto.
- ✓ Le caratteristiche granulometriche dei sedimenti, a forte componente sabbiosa, limitano significativamente i tempi di risospensione e, conseguentemente, l'entità di eventuali fenomeni di trasporto di particelle solide eventualmente sospese dal traffico navale.
- ✓ È limitato il regime idrodinamico nell'area d'intervento. I dati disponibili evidenziano la presenza, nell'area d'intervento di correnti di velocità pari a 0,2-0,3 nodi. Questo determina la ricaduta dei sedimenti eventualmente sospesi nelle immediate vicinanze dell'area di sospensione.
- ✓ Non sono stati rilevati fenomeni di contaminazione nell'area di intervento (rif. Rapporto ISPRA Settembre 2009). Questo dato permette di escludere fenomeni di trasporto di contaminanti eventualmente adesi a particelle solide risospese a causa del traffico navale indotto dalla costruzione dell'opera.
- ✓ È stata rilevata la presenza nell'area d'intervento di matite morte di Posidonia Oceanica. Si tratta di un intreccio di rizomi morti e di radici di Posidonia che, limitando il contatto tra i sedimenti superficiali e la colonna d'acqua soprastante, riduce notevolmente la possibilità di eventuali fenomeni di risospensione. La presenza nell'area di intervento di biocenosi bentonica a basso valore ecologico che, adattata a fondali di bassa profondità e ubicati in aree ad intenso traffico navale, ben sopporta limitati e temporanei fenomeni di torbidità che eventualmente possono determinarsi nel corso delle operazioni di costruzione.

h
g
F
a
B
L
S
P

per quanto riguarda la componente paesaggio

Parere Raffineria di Taranto adeguamento stoccaggio del greggio
proveniente dal giacimento Tempa Rossa

Q
P
M
a
B
L
S
P

- 32AM 170 E
2AV 3
TARANTO
30/04/2011
- ✓ L'area di progetto non presenta alcuna identità originaria del paesaggio in quanto inserita all'interno del polo industriale;
 - ✓ Gli elementi del patrimonio storico-culturale; presenti nella zona sono prevalentemente caratterizzati da masserie oggetto di segnalazione o vincolo architettonico;
 - ✓ La visibilità e la fruibilità del suddetto patrimonio storico-culturale è stata compromessa, nel corso degli anni, dalla realizzazione degli stabilimenti industriali. Infatti la zona industriale della città di Taranto è sorta e si è sviluppata attorno a tale patrimonio, inglobandolo e degradandone il valore;
 - ✓ In questa porzione di territorio si concentrano tutte le strutture portuali e i tre principali stabilimenti dall'area industriale di Taranto;
 - ✓ L'area direttamente interessata al progetto non è soggetta ad alcun vincolo di tutela in quanto inserita all'interno del sito industriale di Taranto;
 - ✓ nell'ambito dell'Area Vasta indagata sono presenti alcune masserie sottoposte a vincolo archeologico e alcune SIC/ZPS;
 - ✓ Il nuovo Piano Regolatore Portuale prevede inoltre che la zona di P.ta Rondinella sia destinata ad Area Naturalistica;
 - ✓ nei pressi dello stabilimento si evidenzia la presenza di un bene monumentale vincolato *ope legis* in quanto appartenente al demanio e segnalato per l'apposizione del vincolo. Tale bene consiste nella Chiesa di S. Maria della Giustizia, facente parte di un complesso più ampio legato alla Masseria Montello, su cui non è stato apposto nessun decreto di vincolo diretto. La chiesa è interclusa all'interno dell'area di Raffineria in prossimità della SS 109 Ionica e Punta Rondinella a circa 700 m dal confine sud occidentale di stabilimento, e classificata come area di interesse archeologico;

relativamente alla situazione post operam in fase di esercizio

- ✓ Il proponente ha provveduto a determinare le possibili interferenze tra le opere in esame e l'assetto attuale dei vincoli paesaggistico-territoriali nell'area di Raffineria o in prossimità della stessa;
- ✓ Ha individuato i punti di osservazione più sensibili;
- ✓ Ha determinato l'entità degli impatti causati dalla presenza delle opere in esame e a quella delle possibili mitigazioni;
- ✓ Ha effettuato una analisi paesaggistica dei punti di osservazione che risulterebbero affetti dalla realizzazione dell'impianto di pre-raffreddamento nella nuova configurazione e dai nuovi serbatoi;
- ✓ Ha indicato, altresì, le mitigazioni adottate in fase progettuale per minimizzare l'impatto paesaggistico;

VALUTATO, al riguardo che

- ✓ **In merito alla rilocalizzazione e nuova progettazione della torre di raffreddamento, si riscontrano elementi di minor impatto paesaggistico rispetto alla prima soluzione proposta, in quanto il nuovo impianto non occluderà più la vista del mare dalla Chiesa di S.M. della Giustizia e sarà localizzato ad una maggiore distanza da essa; il maggior impatto ascrivibile, viceversa, alla riconfigurazione della porzione di terreno presente fra la chiesa ed i nuovi serbatoi, che, rispetto al progetto Taranto Plus in cui era già stata approvata la ubicazione dei due nuovi serbatoi, renderebbe ora di maggior impatto visivo i serbatoi medesimi, (rif documentazione integrativa prot. CTVA-2011-0001424 del 14.04.11) è stato valutato dal proponente e minimizzato con ulteriori modifiche da apportare alla altimetria del terreno nell'area in esame.**

[Handwritten marks]

VALUTATO che
per quanto riguarda la componente salute pubblica

- ✓ Eventuali impatti sulla componente "Salute pubblica" potrebbero derivare dalle emissioni in atmosfera, dal rilascio di rumore in ambiente esterno e da infortuni sul luogo di lavoro;
- ✓ Le emissioni diffuse previste dal nuovo progetto non comportano variazioni apprezzabili rispetto allo stato attuale e di conseguenza il rischio derivante per la salute della popolazione restano quindi immutati;
- ✓ La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantisce il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria in accordo alla normativa vigente. Pertanto gli impatti su questa componente saranno considerati non significativi;
- ✓ Per la sicurezza degli addetti alla conversione e alla gestione della Raffineria il proponente dichiara che sarà approntato quanto richiesto dalla normativa vigente con particolare riferimento ai D.Lgs 81/2008 e 626/94 e s.m.i.;

CONSIDERATO che

Per quanto riguarda il Piano di Monitoraggio

- ✓ La Raffineria, nel rispetto dei limiti previsti dalla legislazione e dei pareri autorizzativi vigenti garantisce il controllo e il monitoraggio delle proprie emissioni attraverso specifiche modalità di valutazione sistematica. Al nuovo impianto saranno estesi i monitoraggi previsti per gli impianti esistenti in Raffineria e descritti in dettaglio nello Studio di Impatto Ambientale;

Per quanto riguarda gli interventi di mitigazione

- ✓ Nello Studio di Impatto Ambientale, il Proponente, per ciascuna componente ambientale, ha individuato gli impatti ed i relativi accorgimenti tecnici adottati ai fini della mitigazione degli stessi sia in fase di cantiere che in fase di esercizio;

Per quanto riguarda la misure di compensazione previste

- ✓ Come richiesto al punto 6 della richiesta di integrazioni il Proponente ha individuato quali interventi compensativi l'installazione di un sistema di impianti fotovoltaici da posizionare sulle coperture di 20/25 istituti /scuole di Taranto, con installazione interamente a carico ENI e devoluzione del Conto Energia interamente a favore degli Enti proprietari;

Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO

la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS

ESPRIME

Parere favorevole circa la compatibilità ambientale del progetto VIA e AIA congiunto "Raffineria di Taranto Adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa", proposto dalla Società ENI S.p.A., da realizzarsi nel Comune di Taranto, a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:

- ✓ Preventivamente alla costruzione dell'opera dovrà prevedersi l'attuazione di un Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA), integrativo del PMC previsto nel Decreto AIA ed allegato di seguito, strutturato su tre fasi distinte: ante operam, costruzione, post operam, e che dovrà essere

[Handwritten signatures and marks]

sottoposto alla preventiva approvazione degli enti competenti. Il Piano dovrà prevedere, per tutte le fasi, un approfondito monitoraggio della qualità dell'ambiente marino con particolare riferimento a quei parametri potenzialmente sensibili agli impatti associati al traffico navale (torbidità, rumore etc). In particolare la fase ante operam dovrà prevedere delle stazioni di monitoraggio in numero e con ubicazioni adeguate al monitoraggio degli impatti associati al traffico navale nell'area di interesse.

- ✓ 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 del suddetto incremento di emissioni di VOC (36 t/anno) dovute al progetto Tempa Rossa e quindi mantenere l'assetto emissivo inalterato rispetto all'ante operam.

1) Aree SIN

I lavori previsti dal progetto potranno avere inizio soltanto dopo la conclusione della procedura di caratterizzazione ed eventuale bonifica delle aree a mare e a terra direttamente interessate, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dal DM 26.2.2003 del MATTM e sulla base di quanto eventualmente specificato e prescritto al riguardo in sede di Conferenza dei Servizi dalla Direzione Generale per la tutela del territorio e delle risorse idriche. Qualora fosse necessaria la bonifica, la procedura in questione si riterrà conclusa – e quindi i lavori potranno essere iniziati – soltanto in presenza della certificazione di avvenuta bonifica da parte dell'Autorità Competente, relativamente alla totalità delle aree oggetto dell'intervento.

2) Sedimenti Marini

- a. *Simulazione numerica della dispersione dei sedimenti.* Prima dell'inizio della fase di progettazione esecutiva dovrà essere effettuata una simulazione numerica complessiva della dispersione dei sedimenti nell'ambiente marino mediante l'utilizzo di opportuni modelli tridimensionali certificati che tengano conto:

- I. delle effettive caratteristiche delle navi attraccanti al pontile in termini di dimensioni, potenza, caratteristiche degli scafi e delle eliche, ecc.,
- II. dei parametri fisici, geologici e geotecnici dei sedimenti e delle quantità di inquinanti eventualmente presenti in corrispondenza delle rotte delle navi,
- III. delle velocità di ricaduta sul fondo marino ("*Fall Velocity Susp. Current*"),
- IV. del campo idrodinamico di base dovuto al regime delle correnti e delle onde.

Le suddette simulazioni dovranno essere eseguite lungo le rotte (corridoi) previste per le navi trasportanti il greggio sia in avvicinamento che in uscita dal pontile, e comunque per una lunghezza delle rotte non inferiore a 10 km misurata a partire dal pontile con scansione di almeno 1 km. In ogni punto analizzato dovranno essere fornite e analizzate come minimo, ma non in modo limitativo, le concentrazioni areali dei sedimenti posti in sospensione e le corrispondenti percentuali di eventuali inquinanti, il tutto a diversi livelli d'acqua misurati a partire dal fondale marino, i tempi di risospensione, ecc. Il campo di corrente e le onde anomale ("*Bernoulli Wake*") generate dal transito delle navi che si propagano anche verso il basso fondale dando luogo a "stress" e a conseguente risospensione dei sedimenti dovrà essere valutato a mezzo di opportuni software tridimensionali (i.e. "*Shipflow*" o equivalenti) che tengano conto delle reali caratteristiche delle navi.

In funzione dei risultati che scaturiranno dalle suddette simulazioni, in fase di verifica di ottemperanza, potranno essere o meno prescritte limitazioni sulle velocità di crociera e sulle modalità di manovra delle navi entro i suddetti corridoi, sull'intervallo di transito di una nave rispetto all'altra (anche se non direttamente connessa all'impianto), ecc. al fine di garantire comunque che la dispersione dei sedimenti sia circoscritta entro una specifica distanza (fascia di rispetto) di 400 m rispetto alla rotta delle navi stesse. Tutto ciò al fine di garantire che, in ogni condizione ambientale, la concentrazione di eventuali inquinanti contenuto nei sedimenti in sospensione sia inferiore ai limite di legge.

- b. Monitoraggi periodici. Al fine di verificare il riscontro dei risultati scaturiti dai modelli matematici, in corso d'esercizio il Proponente, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e

Il Mare dovrà predisporre un Piano di Monitoraggio e relative Specifiche Operative oggetto di specifica approvazione da parte del Ministero stesso prima dell'adozione. Al fine di riscontrare i risultati dal modello matematico applicato, in fase di esercizio dovranno essere effettuati a cura dell'ARPA Puglia, con oneri a carico del Proponente, misure e controlli a campione della concentrazione dei sedimenti e della conseguente percentuale di eventuali inquinanti posti in sospensione al bordo della fascia esterna del corridoio di transito delle navi. Tali controlli saranno effettuati in corrispondenza di specifici transetti a determinate altezze dal fondale che saranno definite sulla base delle suddette Linee Guida e Specifiche Operative su almeno il 5% delle navi in transito e comunque almeno 1 volta al mese. In funzione dei risultati che scaturiranno dal monitoraggio periodico potranno essere prescritte ulteriori limitazioni più restrittive sulle velocità di crociera e sulle modalità di manovra delle navi entro i suddetti corridoi, sull'intervallo di transito di una nave rispetto all'altra, ecc. al fine di garantire comunque il rispetto dei parametri di dispersione dei sedimenti precedentemente fissati all'interno della fascia di rispetto. Tutti i risultati ottenuti dovranno essere raccolti in una specifica banca dati ("Data Base") e resi disponibili al Ministero dell'Ambiente almeno ogni 2 anni.

3) Capacità produttiva

Il proponente dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA e secondo AIA rilasciata di 6.500.000 t/anno; ogni altra modifica sostanziale del ciclo dovrà essere preventivamente comunicata all'autorità competente e di controllo fatto salvo le eventuali ulteriori procedure previste dalla regolamentazione e/o legislazione vigente.

4) Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili

a. In merito all'approvvigionamento e allo stoccaggio di materie prime, ausiliarie e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti

b. criteri e/o misure per evitare eventuali sversamenti:

- 1) 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;
- 2) adottare tutte le precauzioni affinché materiali liquidi e solidi possano essere trascinati al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e delle acque sotterranee e superficiali; 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;
- 3) deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi di stoccaggio per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente (ad esempio sostanze pericolose ecc.);
- 4) i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità almeno pari al 100% di quella autorizzata dei serbatoi che vi insistono e secondo le regole tecniche di progettazione; altresì dovrà essere garantita la tenuta dei suddetti bacini di contenimento secondario; nel caso in cui più serbatoi siano perimetrali dallo stesso bacino di contenimento, la sua capacità volumetrica non dovrà essere inferiore al volume del serbatoio più grande;
- 5) Il Proponente dovrà fornire entro 3 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale un cronoprogramma dell'adeguamento dei serbatoi che non presentano doppie tenute programmandone la messa fuori servizio ovvero la loro sostituzione.
- 6) Al fine di evitare eventuali sversamenti, il Proponente dovrà garantire la pavimentazione e l'impermeabilizzazione dell'intero tragitto delle 2 nuove condotte.

b) In relazione all'approvvigionamento di combustibili in alcuni casi stoccato nei serbatoi descritti, si prescrive la loro caratterizzazione ai sensi dell'allegato X, alla Parte V del D.Lgs.152/06, in termini di portata, pressione, potere calorifico e composizione media dei componenti principali e per i liquidi in termini di viscosità, percentuali di acqua e sedimenti, di zolfo, di residuo carbonioso, di nichel e vanadio, di ceneri e di PCB/PCT con le modalità e frequenza indicate nel piano di monitoraggio e controllo al quale si rimanda; tale analisi è utile anche per un calcolo delle emissioni prodotte da un eventuale utilizzo.

[Handwritten signatures and initials]

superi i 20 metri cubi l'anno, il deposito temporaneo non può avere durata superiore ad un anno;

3. il Deposito Temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;
 4. devono essere rispettate le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura delle sostanze pericolose";
 5. per alcune categorie di rifiuto, individuate con decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministero per lo sviluppo economico, sono fissate le modalità di gestione del deposito temporaneo.
- b. Il Proponente deve garantire la corretta applicazione del Deposito Temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione, ed in particolare:
- 1) le Aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
 - 2) lo stoccaggio deve essere organizzato in Aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
 - 3) ciascun Area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
 - 4) il Proponente deve presentare entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione uno studio di fattibilità circa l'impermeabilizzazione della superficie di tutte le Aree di deposito al fine di renderle resistenti all'attacco chimico dei rifiuti;
 - 5) il Proponente deve presentare entro 6 mesi dal rilascio della presente autorizzazione uno studio di fattibilità circa le coperture fisse o mobili dei siti di stoccaggio, in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;
 - 6) tutte le acque di meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere collettate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
 - 7) le vasche utilizzate per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
 - 8) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
 - 9) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
 - 10) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
 - 11) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
 - 12) i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
 - 13) i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;

- 14) il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;
 - 15) il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse;
- c. Il Proponente dovrà garantire la corretta applicazione del Deposito Temporaneo dei rifiuti, purchè venga garantito il rispetto delle condizioni di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) della lettera m) al comma 1 dell'Art. 183 del D. Lgs 152/06.; per tale attività il Proponente deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo) e dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese 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 e dovranno altresì essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati;
- d. Il Deposito Preliminare/Messa in Riserva deve essere specificato per:
- 1) Le tipologie dei rifiuti per i quali è ammesso lo stoccaggio (attività di cui ai punti D 15 e R 13 dell'All. B e C della parte quarta del D. Lgs. 152/06) con i relativi quantitativi massimi stoccabili per:
 - I. rifiuti speciali non pericolosi prodotti in proprio di cui all'All. D della parte quarta del D. Lgs. 152/06, individuabili con i codici CER con indicazione anche del Totale dei rifiuti speciali non pericolosi e della capacità massima di stoccaggio.
 - II. rifiuti speciali pericolosi prodotti in proprio di cui all'All. D della parte quarta del D. Lgs. 152/06, individuabili con i codici CER con il Totale rifiuti speciali pericolosi e della capacità massima di stoccaggio.
 - III. Lo stoccaggio dovrà costituire fase preliminare al conferimento in altri impianti di smaltimento o recupero autorizzati;
 - IV. I rifiuti prodotti dovranno essere smaltiti non oltre 12 mesi dalla data della loro produzione;
 - V. I rifiuti dovranno essere stoccati in contenitori idonei in possesso di adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti contenuti;
 - VI. I contenitori di cui al punto precedente dovranno essere collocati esclusivamente nell'area di Deposito Preliminare nei punti indicati per le:
 - Zona A – Rifiuti non pericolosi
 - Zona B – Rifiuti pericolosi
 - VII. I contenitori fissi e mobili utilizzati per lo stoccaggio dei rifiuti dovranno essere contrassegnati da apposite etichette e targhe ben visibili, indicanti la natura e la pericolosità dei rifiuti in essi contenuti.

8) Rumore

- a. Dovranno essere rispettati i limiti assoluti previsti dal DPCM 14/11/97 e quelli previsti nel Piano di Classificazione Acustica comunale. In caso di superamento persistente dei limiti di legge, il Proponente dovrà fornirne comunicazione all'A.C., ed intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui ricettori, dopo idonea identificazione delle misure di risanamento tecnicamente fattibili da concordare con l'ARPA. A valle degli interventi dovrà procedere a nuovo monitoraggio acustico allo scopo di valutarne l'efficacia.
- b. Occorre effettuare comunque un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'ambiente esterno, entro 1 anno dal rilascio dell'AIA e ad esito conforme, almeno ogni 4 anni, per verificare non solamente il rispetto dei limiti normativi e, in caso di superamento dei limiti di legge, intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui ricettori.

9) Manutenzione ordinaria e straordinari, Malfunzionamenti ed Eventi incidentali

- a. Il Proponente 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

12) Durata rinnovo e riesame

L'articolo 9 del D.Lgs 59/05 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2, art. 9

Rilevato che il Proponente ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 6 anni a decorrere dalla data di ottenimento dell'autorizzazione.

La validità della presente A.I.A. si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette. In ogni caso il Proponente è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Proponente prende atto che l'AC durante la procedura di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Proponente prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi aggiuntivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono.

13) Piano di monitoraggio e controllo

- a. Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Proponente e approvato da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante del presente parere per l'impianto in riferimento.
- b. Nell'attuazione di suddetto piano, il Proponente ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:
 - 1) trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;
 - 2) comunicazione all'Autorità competente per il controllo ISPRA ed ARPA territorialmente competente dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
 - 3) tempestiva informazione ad ISPRA ed ARPA territorialmente competente, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione degli effetti ambientali generatisi.
- c. Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.
- d. Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Proponente dell'impianto.
- e. Il Proponente ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.
- f. Entro 6 mesi dal rilascio del Decreto di Compatibilità Ambientale il Proponente deve applicare le modalità contenute nel PMC.

g. Per impianti esistenti, il Proponente entro i 6 mesi successivi al rilascio del Decreto di Compatibilità Ambientale concorda con l'ente di controllo ISPRA e ARPA il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

MINISTERO DELL'AMBIENTE
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
Commissione tecnica di Verifica
dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS
Il Segretario della Commissione

Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including the number '27' on the left and various illegible signatures and initials.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Allegato al parere n 756 del 21 giugno 2011

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

**ACCORDO TRA IL MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E
DEL MARE E L'ISPRA IN MATERIA DI SUPPORTO ALLA COMMISSIONE ISTRUTTORIA**

IPPC

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
DIREZIONE REGIONALE DEL MARE
DIREZIONE REGIONALE DEL MARE
DIREZIONE REGIONALE DEL MARE

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE

RAFFINERIA ENI S.P.A.

LOCALITÀ

TARANTO

DATA DI EMISSIONE

08/04/2011

NUMERO TOTALE DI PAGINE

48

INDICE

❖	OPERE ON-SHORE.....	8
1.	serbatoi di stoccaggio.....	8
2.	aree di pompaggio.....	8
3.	Impianto di Recupero Vapori.....	9
4.	Impianto di pre - raffreddamento greggio Tempa Rossa.....	9
•	Sistema di dissalazione acqua: prefiltri, membrane per osmosi inversa, post trattamento	9
•	Pompe di circolazione acqua	10
•	Torri evaporative	10
•	Pompe per reintegro acqua	10
•	Serbatoio di stoccaggio acqua dissalata	10
•	Skid dosaggio additivi	10
•	Scambiatori a fascio tubiero olio/acqua dissalata	9
5.	SERVIZI AUSILIARI ED OPERE COMPLEMENTARI.....	10
❖	OPERE OFFSHORE.....	10
1.	Prolungamento Pontile esistente.....	10
2.	Piattaforma P3.....	10
3.	Briccole di accosto.....	11
4.	Briccole di Ormeaggio.....	11
5.	Bracci di carico.....	11
6.	SERVIZI AUSILIARI.....	11
•	una nuova linea DN 14", direttamente dalla stazione di pompaggio alla Piattaforma P3;	11
•	il prolungamento della linea esistente DN 10" fino alla Piattaforma P3 ampliandolo a DN 14";	12
•	una nuova linea DN 10" che, partendo dalla stazione di pompaggio e in parallelo a quella di pari diametro esistente, dovrà collegarsi alla linea DN 14" di prolungamento alla Piattaforma P3;	12
1.	Protezione Pontile di Collegamento	12
2.	Protezione Nuova Piattaforma P3	12
•	Sistema fisso monitori a schiuma su torretta, con comando a distanza	12
•	Sistema fisso a schiuma di versamento a mare	12
•	Idranti a colonna	12
•	Sistemi fissi a diluvio	12
•	Barriere ad Acqua	12
•	Vapore a bassa pressione (LP);	12
•	Acqua mare (per alimento rete Antincendio e Raffreddamento);	12
•	Acqua Potabile;	12
•	Aria strumenti e servizi;	12
•	Energia Elettrica	12
•	Condensato;	12
•	Acque meteoriche;	12
•	Slop.	12
•	lunghezze 20/25 m - Altezza 1,0 m;	13
•	in galleggiamento: immersione 0,7 m - fuori acqua 0.3;	13
•	telo in tessuto di poliestere ad alta resistenza allo strappo e lacerazione, spalmato con P.V.C., stabilizzato alla luce e trattato per resistenza alla fiamma;	13



- galleggianti in materiale di resina espansa a celle chiuse che oltre a dare il galleggiamento forniranno una rigidità verticale alla barriera stessa; 13
- zavorre distribuite e inserite in apposite sacche lungo tutta la parte inferiore immersa della panna; 13
- Giunzioni, collegamenti e eventuali parti metalliche tutte in acciaio inox AISI 304 13
- l'impianto si colloca ad una maggiore distanza dal punto sensibile individuato nella Chiesa di Santa Maria della Giustizia; 13
- viene liberato il cono visivo compreso tra i serbatoi esistenti T 3004 e T3005; 13
- con un ingombro massimo di +14,5 m s.l.m., è rispettato il vincolo visivo imposto a +20,5 m s.l.m. dalla Soprintendenza per i beni architettonici e per il Paesaggio e per il patrimonio Storico, Artistico ed Etnoantropologico per le province di Lecce, Brindisi e Taranto; 13
- "Linee guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2: Raffinerie di petrolio e di gas" pubblicato sul supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, 125 del 31/05/07, di seguito "Rif. 1"; 13
- "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)" emesso dall'ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel Febbraio 2003, di seguito "Rif. 2"; 13
- utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio dei prodotti volatili; 13
- installazione di guarnizioni doppie sul tetto galleggiante; 13
- installazione di doppi fondi sui serbatoi benzina, kerosene e gasolio. 13
- Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite; 14
- Applicazione di tecniche per il recupero o distruzione dei vapori durante le operazioni di carico/ scarico di prodotti leggeri; 14
- Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi. 14
- rimozione della parte superficiale di suolo fino a 150/300 mm di profondità al di sotto del livello del terreno, eseguito con mezzi meccanici (scotico). 15
- Scavo generale di sbancamento eseguito con mezzi meccanici. 15
- Scavo di tratti per la posa di reti tecnologiche (condotte, cablaggio elettrico, reti fognarie), eseguito con mezzi meccanici. 15
- Scavo in sezione ristretta per bacini, fondazioni e simili, eseguito con mezzi meccanici. 15
- Scavi e riporti per la formazione delle piazzole dei serbatoi, per le adiacenti pipeways, per le strade ed i piazzali. 15
- Compattazione del fondo degli scavi. 15
- Riempimento usando materiale selezionato da cave di prestito. 15
- Riempimento generale degli argini delle strade e delle aree con materiale risultante dallo scavo, se idoneo, compattazione 95%. 15
- Asfaltatura di strade. 15
- Profilatura della pendenza degli argini. 15
- Realizzazione di anelli di fondazione in C.A. dei serbatoi. 15
- Riempimento delle fondazioni dei serbatoi all'interno degli anelli in c.a. con materiale di appropriata granulometria, eseguito con mezzo idoneo, compattazione 98%. 15
- Realizzazione di muri in C.A. di contenimento dei bacini dei serbatoi. 15
- Realizzazione di rete di drenaggio, acque bianche ed oleose fino all'impianto di trattamento, completa di particolari accessori quali pozzetti, canalette in C.A. ed in terra battuta adiacenti alla pipeway, alle strade ed all'interno dei bacini di contenimento. 15

- Realizzazione delle aree di pompaggio costituite da fondazioni per pompe, supporti tubazioni e passerelle di manovra valvole; area pavimentata composta da sottofondo in misto granulare dello spessore di 150-300 mm, compattazione 95% e sovrastante pavimentazione in c.a. fognature e drenaggi dell'area pavimentata; muro perimetrale di contenimento. 15
- Realizzazione di attraversamenti stradali, interni alla raffineria, per passaggio pipeway per le interconnessioni delle tubazioni con i serbatoi nuovi ed esistenti. 15
- Realizzazione di attraversamento stradale e ferroviario per due tubazioni con attrezzature spingitubo, camicia da 40", completo di camerette di sezionamento e pozzetti. Sono previsti anche tubi camicia per future tubazioni meccaniche ed elettriche. 15
- Realizzazione di fabbricato cabina elettrica, sala tecnica e piazzale adiacente. 15
- Realizzazione di sleepers per sostegno tubazioni. 15
- Realizzazione di nuove strade e piazzali, interni alla raffineria, in adiacenza ai nuovi serbatoi e ripristino di quelle esistenti interessate dai lavori. 15
- Realizzazione di basamenti per supporto tubazioni, passerelle in carpenteria, ballatoi manovra valvole, scalette, paline di illuminazione, colonnine comando pompe idranti, ecc. 15
- Demolizione di pavimentazioni, fondazioni in c.a., manufatti entro e fuori terra eventualmente esistenti nelle aree oggetto di intervento. 15
- La Raffineria è inserita nel Sito di Interesse Nazionale di Taranto; 17
- Allo stato attuale, sono in atto interventi di bonifica della falda con tecnica Pump&Treat. **Le aree oggetto di intervento per la realizzazione dei nuovi impianti del Tempa Rossa non presentano criticità e le attività previste non interferiscono con l'iter di bonifica delle acque di falda;** 17
- Sono ancora da effettuare, ancorché autorizzati, i lavori previsti dal progetto di bonifica dei terreni che contemplano interventi in situ ed ex situ in alcune aree dello Stabilimento. **In alcune delle aree dove verranno realizzate le nuove installazioni sono presenti punti limitati (hot spot), ove è stata individuata la necessità di procedere all'asporto e smaltimento di circa 600 mc di terreno risultato non idoneo per il riutilizzo. Evidentemente tali attività dovranno essere prioritarie alla esecuzione degli interventi in oggetto.;** 17
- Relativamente all'ambiente marino, le nuove installazioni offshore saranno realizzate in aree che ricadono nei confini di perimetrazione del S.I.N. di Taranto; lo stato di contaminazione chimica effettiva dei fondali nell'area perimetrata è stato valutato da Sviluppo Italia Aree Produttive nel periodo compreso tra febbraio e ottobre 2008. E' stata infatti eseguita la caratterizzazione ambientale dell'area Mar Grande Lotto I, in cui ricade la zona in cui avverrà il prolungamento del pontile; 18
- **Tutti i contaminanti ricercati nei campioni raccolti sono risultati conformi ai valori di intervento, ad eccezione di superamenti per alcuni IPA in corrispondenza di n. 2 sondaggi, 0306 e 0310, ubicati rispettivamente a circa 100 e circa 200 m dal tratto di pontile esistente, e quindi in un'area esterna all'impronta dell'opera in progetto, né interessata dalle attività per la costruzione della stessa;** 18
- emissioni diffuse dal nuovo parco serbatoi; 18
- incremento emissioni diffuse dall'impianto di trattamento TAE; 18
- emissioni fuggitive delle linee di spedizione; 18
- emissioni convogliate discontinue dall'impianto di recupero vapori. 18
- Sospensione sedimenti durante le fasi di ormeggio/disormeggio e conseguente potenziale diffusione di eventuali inquinanti presenti nel materiale sollevato; 20



- alterazione temporanea delle caratteristiche chimico fisiche del corpo idrico, a causa dell'aumento della torbidità dovuto alla sospensione dei sedimenti; 20
- diffusione, in aree non inquinate, di eventuali inquinanti presenti nei sedimenti sollevati e portati in sospensione durante l'installazione dei pali; 21
- alterazione delle caratteristiche chimico fisiche del corpo idrico, con aumento della torbidità dovuto alla sospensione dei sedimenti; 21
- La costruzione del pontile avviene mediante l'infissione di pali di acciaio cavi con battitore. Questa tecnica, non prevedendo dragaggi e comunque movimentazione di materiale solido, garantisce la minimizzazione di eventuali fenomeni di risospensione dei sedimenti; 22
- Le caratteristiche granulometriche dei sedimenti, a forte componente sabbiosa, limitano significativamente i tempi di risospensione e, conseguentemente, la distanza di eventuali fenomeni di trasporto di particelle solide eventualmente sospese nel corso delle operazioni di battitura; 22
- Il limitato regime idrodinamico nell'area d'intervento. I dati disponibili evidenziano la presenza, nell'area d'intervento di correnti di velocità pari a 0,2-0,3 nodi. Questo determina la ricaduta dei sedimenti eventualmente sospesi nelle immediate vicinanze dell'area di infissione del palo; 22
- L'assenza di fenomeni di contaminazione nell'area di intervento (rif. Rapporto ISPRA Settembre 2009). Questo dato permette di escludere fenomeni di trasporto di contaminanti eventualmente adesi a particelle solide risospese in fase di battitura dei pali e comunque nel corso delle attività di costruzione delle opere offshore; 22
- La presenza nell'area d'intervento di matte morta di Posidonia Oceanica., cioè di un intreccio di rizomi morti e di radici di Posidonia che, limitando il contatto tra i sedimenti superficiali e la colonna d'acqua soprastante, riduce notevolmente la possibilità di eventuali fenomeni di risospensione; 22
- La presenza nell'area di intervento di biocenosi bentonica a basso valore ecologico che, adattata a fondali di bassa profondità e ubicati in aree ad intenso traffico navale, ben sopporta limitati e temporanei fenomeni di torbidità che eventualmente possono determinarsi nel corso delle operazioni di costruzione; 22
- Tutti gli impatti associabili alle operazioni di costruzione delle opere offshore saranno controllate da un Piano di Monitoraggio Ambientale; 22
- Sono previsti specifici interventi di mitigazione in particolare per eventuali impatti associati a fenomeni di risospensione di sedimenti prodotti in fase di cantiere; 22

1) Aree SIN	28
2) Capacità produttiva	28
3) Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili	29
4) Aria.....	30
5) Acqua	30
6) Rifiuti	30
7) Rumore.....	32
8) Manutenzione ordinaria e straordinari, Malfunzionamenti ed Eventi incidentali	32
9) Dismissioni e ripristino dei luoghi	33
10) Prescrizioni da procedimenti autorizzativi.....	33
11) Durata rinnovo e riesame	34
12) Piano di monitoraggio e controllo.....	34

PREMESSA 42**Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano 42****SEZIONE I - AUTOCONTROLLI 44**



1.	APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	44
1.1	Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie	44
	Consumo/Utilizzo e caratteristiche dei combustibili	44
2.	CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI	44
2.1	Consumi idrici	44
2.2	Produzione e consumi energetici	45
3.	MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA	45
3.1	Emissioni convogliate	45
3.2	Monitoraggio dei sistemi di Torcia	51
3.3	Emissioni fuggitive e diffuse	52
3.3.1	Metodo di valutazione emissioni fuggitive (LDAR)	53
3.3.2	Monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico e ai sistemi di caricamento navi	54
3.3.3	Emissioni eccezionali	55
4.	MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	55
5.	MONITORAGGIO SERBATOI E Pype-Way	56
6.	MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI	57
7.	MONITORAGGIO DEI RIFIUTI	58
8.	MONITORAGGIO ODORI	59
9.	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	59
10.	MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA, Malfunzionamenti ed eventi incidentali	59
	SEZIONE 2 - METODOLOGIE PER I CONTROLLI	61
11.	ATTIVITA' DI QA/QC	61
11.1	Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	61
11.2	Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici	63
11.3	Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	64
11.4	Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico	65
12.	METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI	66
12.1	Combustibili	66
12.2	Emissioni in atmosfera	66
12.3	Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali	70
12.4	Monitoraggio sistema torcia	72
12.5	Scarichi idrici	73
12.6	Livelli sonori	73
12.7	Emissioni odorigene	73
12.8	Misure di laboratorio	73
	SEZIONE 3 - REPORTING	74
13.	COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC	74
13.1	Comunicazione Mensile	74
13.2	Indisponibilità dei dati di monitoraggio	74
13.3	Reporting in situazioni di emergenza	74
13.4	Reporting annuale	75
13.5	Gestione e presentazione dei dati	78
	Allegato 1. Protocollo Odore "sniff-testing"	81



1. PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

Per quanto non specificato nel presente Piano di monitoraggio e controllo, resta valido quanto indicato nel "Piano di monitoraggio e Controllo" approvato e allegato all'autorizzazione emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

2. Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

DIVIETO DI MISCELAZIONE

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

Prima dell'avvio delle attività di controllo e monitoraggio il gestore dovrà fornire l'elenco dettagliato di tutta la strumentazione operante in continuo, della strumentazione utilizzata ai fini del campionamento ed i metodi per le analisi in discontinuo, in accordo a quanto previsto nel presente documento nelle sezioni specifiche. Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati,

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.

opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.

2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

Qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato ad uno specifico strumento, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo "piping and instrumentation diagram" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.



3. SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

a. 1.1 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie

Il Gestore deve registrare il consumo delle principali materie prime ed ausiliarie utilizzate secondo quanto prescritto nel Piano di monitoraggio e controllo approvato e allegato al Decreto AIA emanato con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

b. Consumo/Utilizzo e caratteristiche dei combustibili

Il Gestore deve registrare il consumo/utilizzo dei combustibili utilizzati e le loro caratteristiche secondo quanto prescritto nel Piano di monitoraggio e controllo approvato e allegato al Decreto AIA emanato con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

c. 2.1 Consumi idrici

Il Gestore deve registrare il consumo/utilizzo delle risorse idriche utilizzate secondo quanto già prescritto nel Piano di monitoraggio e controllo approvato e allegato al Decreto AIA emanato con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

Il Gestore, deve registrare il consumo di acqua, come precisato nella tabella di seguito riportata.

Tipologia	Punti di Prelievo	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua di mare	Ingresso Raffineria	quantità consumata	m ³	giornaliera (misuratore di portata)	Registrazione su file dei risultati
Acqua potabile (Acquedotto comunale)	Ingresso raffineria da acquedotto	quantità consumata	m ³	giornaliera (lettura contatore)	
Acque di processo	Ingresso raffineria	quantità consumata	m ³	giornaliera (misuratore di portata)	
Acqua di pozzo profondo	Bocca pozzo (mandata pompa)	quantità consumata	m ³	giornaliera (lettura contatore)	
Recupero acqua da impianto Water Reuse	Uscita impianto Water Reuse	quantità consumata	m ³	giornaliera	

[Handwritten signature]

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo di acqua indicando per ogni tipologia di consumo le fonti di approvvigionamento: superficiale, sotterranea, o eventualmente da fonte diversa.

Nelle registrazioni dei prelievi dovranno essere specificate anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, raffreddamento, lavaggi, ecc.) e le fasi di utilizzo.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

d. 2.2 Produzione e consumi energetici

Il Gestore deve registrare il consumo e la produzione di energia, secondo quanto preacritto nel Piano di monitoraggio e controllo approvato e allegato al Decreto AIA emanato con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

Il Gestore deve registrare il consumo di energia, come precisato nella tabella di seguito riportata.

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia termica consumata	quantità (MWh)	continua	Registrazione su file dei risultati
Energia elettrica consumata	quantità (MWh)	continua	

3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

e. 3.1 Emissioni convogliate

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio dei punti di emissione convogliata² come riportato nella tabella seguente.

[Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including '3', '4', and various illegible signatures]

² Rispetto alla vecchia configurazione già autorizzata con decreto AIA emanato con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010, il Gestore indica come nuovi punti di emissione in atmosfera di tipo convogliato, introdotti rispetto alla precedente configurazione dalle modifiche alla Raffineria:

- 2 nuovi camini: E9 e E10;
- 1 Torcia smokeless: DB3;
- 3 sfiati: S10, S11 e S12.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Caratteristiche e inquinanti monitorati nuovi punti di emissione

Punto di emissione	Provenienza	Sistema di abbattimento	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X (*)	Coordinate Gauss Boaga Y (*)	Parametro/ inquinante	UM	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Modalità registrazione controlli
E9	Forni nuovo impianto idrogeno	Riduzione Catalitica Selettiva	110524	40	3,14	A cura del Gestore	A cura del Gestore	Temperatura	K	Strumentale diretto / Continuo	Registrazione su file dei risultati
								Portata	kg/h		
								Vapore acqueo	mg/Nm ³		
								SO ₂	mg/Nm ³		
								NOx	mg/Nm ³		
								Polveri	mg/Nm ³		
								CO	mg/Nm ³		
								O ₂	%		
								Arsenico	mg/Nm ³		
								Benzene	mg/Nm ³		
								Cadmio	mg/Nm ³		
								Cloro	mg/Nm ³		
								COV	mg/Nm ³		
								Cromo	mg/Nm ³		
Cromo VI	mg/Nm ³										
Rame	mg/Nm ³										
Fluoro	mg/Nm ³										
Mercurio	mg/Nm ³										
IPA	mg/Nm ³										
Nichel	mg/Nm ³										
Piombo	mg/Nm ³										
										Campionamento ed analisi / Semestrale	Bollettini analitici e registrazione su file



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di emissione	Provenienza	Sistema di abbattimento	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X (°)	Coordinate Gauss Boaga Y (°)	Parametro inquinante	UM	Tipo di monitoraggio / frequenza	Modalità registrazione / controlli		
E10	Forni Nuovo impianto Claus	Nessuno	15206	80	3,14	A cura del Gestore	A cura del Gestore	PM10	mg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Mensile	Registrazione su file dei risultati		
								Selenio	mg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Semestrale	Bollettini analitici e registrazione su file		
								Zinco	mg/Nm ³				
								PCB	µg/Nm ³				
								NH ₃	mg/Nm ³				
								Molibdeno	mg/Nm ³				
								Vanadio	mg/Nm ³				
								Temperatura	K			Strumentale diretto / Continuo	Registrazione su file dei risultati
								Portata	kg/h				
								Vapore acqueo	mg/Nm ³				
								SO ₂	mg/Nm ³				
								NOx	mg/Nm ³				
								Polveri	mg/Nm ³				
								CO	mg/Nm ³				
O ₂	%												
Arsenico	mg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Semestrale	Bollettini analitici e registrazione su file										
Benzene	mg/Nm ³												
Cadmio	mg/Nm ³												
Cloro	mg/Nm ³												
COV	mg/Nm ³	Strumentale diretto / Continuo	Registrazione su file dei risultati										
Cromo	mg/Nm ³			Campionamento	Bollettini								

Parere Raffineria di Taranto adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa

47 di 86

Il Segretario dell'Impianto Ambientale A e VAS

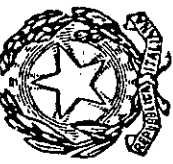
Handwritten signatures and initials at the bottom of the page.



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Punto di emissione	Provenienza	Sistema di abbattimento	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gauss Boaga X (°)	Coordinate Gauss Boaga Y (°)	Parametro/ inquinante	EM	Tipo di monitoraggio/ frequenza	Modalità registrazione controlli
								Cromo VI	mg/Nm ³	ed analisi / Semestrale	analitici e registrazione su file
								Rame	mg/Nm ³		
								Fluoro	mg/Nm ³		
								Mercurio	mg/Nm ³		
								IPA	mg/Nm ³		
								Nichel	mg/Nm ³		
								Piombo	mg/Nm ³		
								PM10	mg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Mensile	
								Selenio	mg/Nm ³		
								Zinco	mg/Nm ³		
								PCB	µg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Semestrale	
								NH ₃	mg/Nm ³		
								Molibdeno	mg/Nm ³		
								Vanadio	mg/Nm ³		
E12	Nuova torcia DB3. Scarichi di sicurezza (Blow-down impianti)	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica. Vapore Smokeless	54198	130	Bruciatore	A cura del Gestore	A cura del Gestore	cfr. paragrafo 3.2 "Monitoraggio dei sistemi di torcia"			
S10	Stazione decompressione metano	N.D.	ND	ND	N.D.	A cura del Gestore	A cura del Gestore	COV	mg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Semestrale	Bollettini analitici e registrazione su file



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

MINISTERO DELL'AMBIENTE
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
Commissione Tecnica
dell'Impatto Ambientale
Il Segretario della Commissione

Punto di emissione	Provenienza	Sistema di abbattimento	Portata massima alla MCP [Nm ³ /h]	Altezza dal suolo [m]	Area sez. di uscita [m ²]	Coordinate Gausso-Boaga		Parametro inquinante	UM	Tipo di monitoraggio/frequenza	Modalità di registrazione e controlli
						X (°)	Y (°)				
S11	Unità di abbattimento vapori greggio al pontile	Filtro a carboni attivi	ND	11	N.D.	2705525.60	4483480.70	COV	mg/Nm ³	Campionamento ed analisi / Semestrale	Bolletini analitici e registrazione su file
	Sfiati da pompe diesel antincendio al pontile	Filtro a carboni attivi	ND	2	N.D.	2705712.94	4484212.03	Benzene, H ₂ S	mg/Nm ³		

(*) Il Gestore deve comunicare all'emissione del 1° Rapporto Annuale le coordinate geografiche ancora mancanti per i punti di emissione convogliata in aria.

Parere Raffineria di Taranto adeguamento stoccaggio del greggio proveniente dal giacimento Tempa Rossa

49 di 86

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including a large 'X' and various scribbles.



Il Gestore deve effettuare il monitoraggio dei restanti punti di emissione convogliata secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

Il Gestore dovrà effettuare controlli periodici dei sistemi di trattamento dei fumi secondo le modalità riportate nella tabella seguente.

Sistemi di trattamento fumi

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli
E9	Utilizzo di combustibili (FG) a basso tenore in zolfo;	Zolfo nel fuel gas	mg/Nm ³ zolfo	Settimanale	Registrazione su sistema informativo
E10	CLAUS: Impianto SCOT di trattamento dei gas di "coda" provenienti dai CLAUS Utilizzo di combustibili (FG e FO) a basso tenore in zolfo; utilizzo FO a basso tenore in metalli	Zolfo nel fuel oil Zolfo nel fuel gas H ₂ S residuo nei gas in uscita Monitoraggio Conversione Claus Scot	% Zolfo mg/Nm ³ zolfo H ₂ S residuo mg/Nm ³	Accertamento fiscale (fuel oil) Settimanale (fuel gas e H ₂ S residuo in concomitanza)	Registrazione su sistema informativo
E12 (torcia DB3)	Separatore di condensa (KO DRUM) e guardia idraulica	Monitoraggio continuo presenza fiamma pilota		Continuo	Controllo visivo
		Misura continua dei gas vapori inviati in torcia	Nm ³ /h		Registrazione su sistema informativo
		Misura continua del peso molecolare dei gas vapori inviati in torcia	Unità di peso molecolare		Registrazione su sistema informativo
S11	Filtri a carbone attivo	COV, Benzene, H ₂ S	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file

Punto di emissione	Sistema di abbattimento	Parametro di controllo del processo di abbattimento	UM	Frequenza controllo	Modalità registrazione controlli
S12	Filtri a carbone attivo	COV, H ₂ S	mg/Nm ³	Semestrale	Registrazione su file

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

f. **3.2 Monitoraggio dei sistemi di Torcia**

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

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

I dispositivi di misura devono essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura, ma anche in termini di minime perdite di carico, a tal fine i dispositivi di misura devono avere un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" (≅ 1 m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel paragrafo 12.4 del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di ± 5% di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il Gestore dovrà entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA proporre all'Autorità di Controllo un protocollo che specifichi l'implementazione del sistema di monitoraggio delle torce e le modalità di intervento in caso di sfiaccolamenti legati a situazioni di emergenza che dovrà essere approvato dall'Autorità di Controllo e farà parte integrante del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

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

Il Gestore deve altresì garantire che, trascorsi i 18 mesi stabiliti, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare in accordo al protocollo approvato dall'Autorità di Controllo e possibilmente con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

[Handwritten signatures and notes]



Il Gestore deve, in base a quanto stabilito nell'Autorizzazione Integrata Ambientale, notificare all'autorità di controllo ogni evento di sfiaccolamento che determini un'emissione di SO₂ superiore alle 7 tonnellate giorno, da una singola torcia o dall'insieme delle torce in funzione nella giornata.

Il report deve contenere:

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

g. 3.3 Emissioni fuggitive e diffuse

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio delle sorgenti³ di emissioni fuggitive e diffuse relative alle linee di spedizione ed al nuovo parco serbatoi.

In accordo a quanto prescritto in Autorizzazione, per l'esercizio dell'impianto, il Gestore deve trasmettere all'Autorità competente, entro 6 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, il programma di manutenzione periodica finalizzato all'individuazione delle perdite e alle relative riparazioni LDAR (Leak Detection and Repair)⁴ al fine di monitorare e ridurre le emissioni fuggitive.

Le seguenti tabelle riportano una descrizione delle attività di monitoraggio previste per le emissioni diffuse e fuggitive.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Emissioni diffuse

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli
Nuovo parco serbatoi (serbatoi T3009-T3012) Linee di spedizione	Serbatoi, caricamento prodotti, vasche trattamento	COV	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	Continua (in accordo a procedure LDAR e	Sistema informativo

³ Il Gestore dichiara che l'installazione dei nuovi serbatoi T-3009 e T-3012 produce emissioni diffuse di composti organici volatili (COV) per evaporazione del film liquido dei prodotti petroliferi leggeri dovute alla fase di scarico ed alla evaporazione delle tenute del tetto galleggiante durante la permanenza del prodotto nei serbatoi stessi. Secondo quanto dichiarato dal Gestore i nuovi serbatoi generano un quantitativo di emissioni diffuse di circa 10 t/anno e la Raffineria estenderà i controlli semestrali dei COV, attualmente effettuati presso l'area pensile di carico prodotti petroliferi, anche alla piattaforma di carico P3.

⁴ Il Gestore dichiara che, in accordo con le prescrizioni del Decreto AIA del 24/05/2010, e secondo le MTD per la riduzione delle emissioni fuggitive di COV, sta sviluppando un programma di Leak Detection and Repair (LDAR) su pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange e connettori della Raffineria e che tale programma verrà esteso anche agli impianti del progetto di Tempa Rossa.

Descrizione	Origine emissione	Tipologia inquinanti	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli
	effluenti	Benzene	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)		rilevazioni centraline qualità dell'aria	

Emissioni fuggitive

Inquinanti	Origine emissione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Frequenza di controllo	Modalità registrazione controlli
COV	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, impianti	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	continua	Sistema informativo
Benzene	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, impianti	Miglioramento sistemi di tenuta (serbatoi, pompe)	Qualità dell'aria	continua	Sistema informativo

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio delle restanti fonti di emissioni diffuse e fuggitive secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

3.3.1 Metodo di valutazione emissioni fuggitive (LDAR)

Per quanto riguarda l'implementazione del Metodo di valutazione delle emissioni fuggitive (LDAR), secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010, e di seguito riassunto nella tabella:

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

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su registri



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

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

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio dell'efficienza di abbattimento del sistema di recupero vapori, secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei COV in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione e pertanto l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di gas da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico. L'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso e uscita mediati su un intervallo di tempo pari a 1 ora.

Nel caso di efficienza di abbattimento che subisca una escursione significativa (cioè tale da portare costantemente alla misura di un valore di efficienza al disotto del livello minimo del 95%) il Gestore deve

sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo. Il Gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva periodica il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di 1 volta all'anno.

3.3.3 Emissioni eccezionali

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio delle emissioni in condizioni eccezionali, secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio degli inquinanti nelle emissioni in acqua secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato all'Autorizzazione Integrata ambientale (AIA) emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010 con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

Il Gestore deve effettuare i controlli degli scarichi idrici per la verifica del rispetto dei limiti, immediatamente a valle dei relativi trattamenti, entro 6 mesi dalla data di rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale⁵.

Per quanto riguarda gli scarichi parziali, il Gestore, entro 6 mesi dalla data di rilascio dell'AIA dovrà adottare un sistema di monitoraggio delle acque di raffreddamento prima del convogliamento con gli altri scarichi della rete fognaria di stabilimento

I risultati di tali monitoraggi dovranno essere contenuti nel rapporto annuale che il Gestore presenterà all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo.

5. MONITORAGGIO SERBATOI E *Pype-Way*

In sede di reporting periodico annuale, il Gestore deve inviare all'Autorità Competente e all'Ente di controllo se i serbatoi, alla data di trasmissione del report, sono dotati di doppio fondo, di guaina sui tubi di sonda e guida, di vernice termo riflettente (ove richiesto dal D.Lgs 152 parte V - Titolo I - Allegato VII) e della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafilamenti di prodotto all'interno dei bacini di contenimento.

Il suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Il Gestore deve predisporre un programma di manutenzione dei serbatoi e tubazioni al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45% conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti.

Sempre in sede di reporting periodico, devono inoltre essere indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* con accoppiamenti flangiati critici (in relazione alla tipologia di flusso e alle condizioni di esercizio) e i dispositivi di contenimento adottati.

Il Gestore nel report annuale deve fornire gli stati di avanzamento delle attività di cui sopra dai quali emergano gli interventi completati e quelli da realizzare/completare.

⁵ Per quanto concerne le emissioni in acqua, il Gestore dichiara che il carico inquinante dei nuovi reflui è tale da non variare le caratteristiche degli scarichi stessi e non comporta ulteriori impatti per lo stato delle qualità delle acque nell'ambiente circostante.



Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici che deve prevedere che ogni 6 mesi venga effettuata:

- una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di 5 anni;
- in alternativa, un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o altra tecnologia equivalente dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di 5 anni.

Qualsiasi perdita di integrità e qualsivoglia sospetto di possibile perdita di integrità, derivante dall'esecuzione del programma di controllo o da qualsiasi altra osservazione d'impianto, deve essere immediatamente comunicata all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, assieme ad un piano di azione immediata e a un programma di intervento per riparazione.

In sede di prima autorizzazione, è richiesta la trasmissione del programma e del protocollo di ispezione all'Autorità competente e all'Ente di controllo in occasione del primo reporting periodico e successivamente, dovranno essere trasmessi eventuali aggiornamenti in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

E' richiesta infine la registrazione dei risultati del programma su database in formato elettronico nonché la comunicazione dei risultati all'Autorità competente e all'Ente di controllo in sede di reporting periodico.

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio dei serbatoi e pipe-ways già esistenti secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato all'Autorizzazione Integrata ambientale (AIA) emanata con prot.DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010 con avviso pubblicato sulla G.U. n°134 del 11 Giugno 2010.

6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Gestore dovrà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, e successivamente ogni 4 anni, per la verifica del rispetto dei limiti posti dalla classificazione acustica comunale e comunque di quelli normativi. Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

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

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

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

La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, la descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica devono essere comunicati all'Ente di controllo almeno quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura.

Qualora si registrino superamenti dei limiti di legge che assumano connotazione assimilabile a livello

persistente, in relazione ai quali sia stato accertato che l'origine della fonte sia riconducibile agli impianti di

stabilimento, il Gestore dovrà redigere un piano di interventi di mitigazione dell'impatto acustico da

sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.



I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel rapporto annuale.

Valutazione delle emissioni sonore

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

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio delle restanti fonti di emissioni sonore secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e una corretta classificazione in riferimento al catalogo CER, incaricando laboratori certificati e possibilmente accreditati.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo e adeguarsi, nei tempi previsti, alla norma sancita dal DM 17.12.2009 *Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo n. 152 del 2006 (art. 189 del D.Lgs. 152/06 ad oggi sostituito dall'Art. 16, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 205/10⁶ e dell'articolo 14-bis del decreto-legge n. 78 del 2009 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 102 del 2009*. Tale norma è stata modificata ed integrata dal D.M. del 28.9.2010 pubblicato sulla G.U. n. 230 del 1.1.2010 come nella Nota Esplicativa IV Decreto SISTRI con Manuale Operativo e Guide Utente disponibili sul sito web del MATTM all'URL <http://www.sistri.it/> www.sistri.it.

Il Gestore deve verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi preliminari e nelle messe in riserva e nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte nell'AIA.

Per la gestione del Deposito Temporaneo e del Deposito Preliminare e Messa in Riserva, il Gestore deve garantire - per i quantitativi autorizzati delle diverse tipologie di rifiuti - il rispetto delle disposizioni del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.⁷ e le norme tecniche di settore secondo le prescrizioni indicate nell'AIA per le singole tipologie di rifiuti autorizzati (pericolosi e non pericolosi) nelle aree di deposito dei rifiuti con le caratteristiche riportate nelle tabelle seguenti, che il Gestore dovrà compilare mensilmente.

⁶ La parte IV del D.Lgs. 152/06 è stata sostituita dal D.Lgs. 205/10, pubblicato sulla G.U. n. 288 del 10/12/2010.

⁷ La parte IV del D.Lgs. 152/06 è stata sostituita dal D.Lgs. 205/10, pubblicato sulla G.U. n. 288 del 10/12/2010.



Monitoraggio delle aree di Deposito Temporaneo

Area di stoccaggio	Coordinate geografiche (metri)		Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m ³)	Quantità presente (t)	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	x	y					

Monitoraggio delle aree di Deposito Preliminare e Messa in riserva

Area di stoccaggio	Coordinate geografiche (metri)		Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m ³)	Quantità presente (t)	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
	x	y					
A1	A cura del Gestore	A cura del Gestore					
A4	A cura del Gestore	A cura del Gestore					
A5	A cura del Gestore	A cura del Gestore					
01	A cura del Gestore	A cura del Gestore					
02	A cura del Gestore	A cura del Gestore					

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio delle restanti categorie di rifiuti e la gestione del Deposito Temporaneo e del Deposito Preliminare e Messa in Riserva, secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

8. MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore deve effettuare entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA un programma di monitoraggio e valutazione degli odori in grado di restituire in modo quanto più possibile oggettivo il grado di disturbo olfattivo percepito e dimostrare la relazione causa-effetto fra emissione in atmosfera e disturbo olfattivo. Tale programma dovrà essere volto all'analisi, individuazione⁸, stima e controllo degli impatti olfattivi

indotti dalle emissioni di sostanze odorogene dai processi produttivi all'interno dello stabilimento secondo una procedura articolata nelle seguenti fasi:

- Caratterizzazione dei parametri dell'emissione odorigena - quantificazione dell'impatto odorigeno indotto dall'emissione attraverso la correlazione degli odor threshold (OT) di ciascun composto e/o delle odour units (OU/m³) emesse tenuto conto della composizione della miscela odorigena;

⁸ E' possibile seguire per questa fase, ove applicabile, il protocollo derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection" (cfr. Allegato 1) oppure la Norma UNI-EN 13725.

- Valutazione dell'impatto olfattivo delle emissioni odorigene sul territorio tramite l'utilizzo di modelli di dispersione degli odori.

La prima campagna di monitoraggio dovrà essere effettuata in almeno 8 punti ritenuti rappresentativi, per i quali il gestore dovrà indicare il criterio di selezione, l'esatta localizzazione nella mappatura aggiornata di tutte le fonti di emissioni odorigene. Di questi 8 punti di rilievo, almeno 4 devono essere localizzati lungo il perimetro dello stabilimento.

A chiusura della stessa, i dati del monitoraggio dovranno essere raccolti in un *Rapporto finale del monitoraggio del disturbo olfattivo*, nel quale saranno indicati:

- i metodi di campionamento e di prova;
- l'indicazione dei punti di campionamento ed una mappa per la loro individuazione planimetrica;
- il numero di misure anno;
- i risultati delle analisi eseguite sui campioni prelevati;
- la durata media di percezione del disturbo;
- il numero complessivo di ore in cui il disturbo risulta essere stato percepito;
- le eventuali proposte di adeguamento per l'abbattimento delle emissioni odorigene;

Sulla base delle risultanze delle prime indagini, l'Ente di controllo potrà rivalutare il numero di punti di campionamento e la frequenza del monitoraggio degli odori.

Qualora gli esiti del primo e/o dei successivi monitoraggi, nonché la valutazione degli odori, evidenzino elementi di criticità riconducibili alle emissioni olfattive dello stabilimento, il Gestore dovrà redigere un Piano degli interventi di mitigazione degli impatti da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.

Il Gestore deve altresì trasmettere all'Ente di controllo un *Rapporto Annuale* in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori (tenute stoccaggi, copertura trattamento reflui, sostituzione sostanze, convogliamento, abbattimento).

Il Gestore deve predisporre un registro delle segnalazioni effettuate dalla popolazione in merito ad episodi riconducibili alle emissioni odorigene di area, corredato di commento sull'origine emissiva della stessa segnalazione.

Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection", riportato in Allegato 1, oppure seguendo la Norma UNI EN 13725.

9. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Il Gestore deve effettuare il monitoraggio, a scopo conoscitivo, secondo quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

10. MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI

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 tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.



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 e 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, il Gestore dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo all'Ente di Controllo e, 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'Ente di Controllo e deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali.

A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

A tal proposito si considera una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.

In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente tali da poter determinare potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta entro 8 ore (pronta notifica per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo.

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 mitigare al possibile le conseguenze.

Il Gestore 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.

Il Gestore deve fornire ulteriori informazioni sulla Analisi dei rischi ambientali ed in particolare nella valutazione degli scenari incidentali dei cosiddetti Effetti d'Area, ovvero la mancanza di alimentazione elettrica, gli effetti da alluvioni, l'eventuale instabilizzazione delle strutture e/o dei sottoservizi (es. cedimenti differenziali), i malfunzionamenti delle torce (es. spegnimento per allagamento) ove esistenti.

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, al Comune e alla Provincia.

Il Gestore deve compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo

Attività	Macchina	Parametri e frequenze				Modalità di registrazione e trasmissione
		Parametri	Frequenza dei controlli	Fase	Modalità di controllo	

Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari

Macchinario	Tipo di intervento	Frequenza	Modalità di registrazione e trasmissione

4. SEZIONE 2 - METODOLOGIE PER I CONTROLLI

11. ATTIVITA' DI QA/QC

Tutte le attività di campo e di laboratorio devono essere svolte da personale specializzato e devono essere codificate in un piano operativo scritto che riporti, tra l'altro, tutte le procedure per il controllo e l'assicurazione della qualità.

All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato e accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO9001.

a. 11.1 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa.

Inoltre, debbono essere normalizzati al 3 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 3 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

Il sistema di monitoraggio dovrà garantire la misurazione in continuo di SO₂, NO_x, PTS, CO ed ossigeno, in accordo alla norma UNI EN 14181.

Tutte le misure di temperatura, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura

Caratteristica	
Linearità	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C (ΔT = 10 °C)	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C (ΔT = 10 °C)	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%
Disponibilità dei dati	> 95 %
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello Sistema di Monitoraggio delle Emissioni

Parametro	Metodo	Descrizione
NO _x	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)



SO ₂	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN 15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2006	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV (come C)	UNI EN 13526:2002 COT > 20 mg/Nm ³	Determinazione analitica mediante ionizzazione di fiamma (FID)
	UNI EN 12619:2002 COT < 20 mg/N m ³	Determinazione analitica mediante campionamento del carbonio organico totale e ionizzazione di fiamma (FID)
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente. Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Su tutta la strumentazione sarà effettuata la manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Per i parametri portata/velocità, ossigeno e vapore acqueo dovrà essere determinato l'indice di accuratezza relativo, in accordo a quanto previsto nel D.Lgs. 152/06 (parte V allegato 6). Nella tabella seguente sono riportati i metodi di riferimento che dovranno essere utilizzati per il calcolo del suddetto indice.

Metodi di Riferimento per la determinazione dell'indice di accuratezza relativo

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più inquinanti, il gestore deve attuare le seguenti azioni:

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di

Monitoraggio in Continuo delle emissioni. Il gestore dovrà altresì notificare all'Ente di Controllo l'evento;

- dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, o in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione al giorno ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose);
- per i parametri di normalizzazione dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose).

Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spegnimento delle unità della Centrale Termica di Stabilimento, la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite in condizioni di funzionamento normale;
- 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore.

In alternativa, devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

b. 11.2 Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Le fasi operative relative al campionamento ed alla conservazione del campione dovranno essere codificate in procedure operative scritte dal laboratorio di analisi. La strumentazione utilizzata per i campionamenti dovrà essere sottoposta ai controlli volti a verificarne l'operabilità e l'efficienza della prestazione con la frequenza indicata dal costruttore; dovranno altresì essere rispettati i criteri per la conservazione del campione previsti per le differenti classi di analiti.

Dovrà essere compilato un registro di campo con indicati: codice del campione, data e ora del prelievo, tipologia del contenitore (da scegliere sulla base degli analiti da ricercare), conservazione del campione (es: aggiunta stabilizzanti), dati di campo, analisi richieste e firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

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

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

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



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

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

Il laboratorio dovrà assicurare la manutenzione periodica della strumentazione e la stesura dei relativi rapporti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti. La taratura degli strumenti dovrà essere ripetuta alla fine di ogni attività di manutenzione ovvero con la frequenza prevista dalla gestione del Controllo di Qualità del laboratorio e riportata nei relativi rapporti tecnici.

Il laboratorio dovrà inoltre effettuare controlli di qualità interni analizzando bianchi del metodo, duplicati, test di recupero, materiali di riferimento certificati ecc. come previsto dalle procedure di accreditamento. Tutti i documenti relativi alla produzione dei dati (es. quaderni di laboratorio, files di restituzione dati degli strumenti, rette di calibrazione eseguite per le analisi, cromatogrammi, fogli di calcolo, ecc.) saranno conservati dal laboratorio per un periodo non inferiore a 2 anni come previsto dalle procedure di accreditamento.

c. 11.3 Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'Ente di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano.

Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti.

Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a due anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo.

La notifica dovrà essere corredata da una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

d. 11.4 Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico

L'efficienza di recupero è funzione della massa e pertanto è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo poichè il sistema di assorbimento è un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione).

In condizioni di bassa concentrazione dei COV in ingresso la concentrazione in uscita è difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione e l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato.

Se il flusso di effluente da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di carico, l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico.

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

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il Gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita e, nel caso l'efficienza di abbattimento subisca una escursione significativa (cioè tale da portare costantemente alla misura di un valore di efficienza al di sotto del livello minimo del 95%), il Gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo.

Il Gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

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

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

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

12. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

Le determinazioni analitiche in laboratorio devono essere effettuate con metodi di analisi ufficiali riconosciuti a livello nazionale e/o internazionale ed in regime di buone pratiche di laboratorio e di qualità ovvero con metodiche APAT/IRSA-CNR, ISS, EPA, UNI-ISO, ecc...

Qualora il gestore voglia utilizzare metodi differenti rispetto a quelli indicati nelle tabelle seguenti, prima dell'avvio delle attività di monitoraggio e controllo, dovrà presentare la propria proposta all'Ente di Controllo trasmettendo una relazione contenente la descrizione del metodo in termini di pretrattamento e analisi, e tutte le fasi di confronto del metodo proposto con il metodo indicato al fine di dimostrare l'equivalenza tra i due. Si considerano, comunque, attendibili metodi analitici rispondenti alla Norma CEN/TS 14793:2005 – Procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento- anche se non espressamente indicati in questo Piano di Monitoraggio e Controllo. Anche in questo caso, il gestore dovrà trasmettere una relazione contenente la descrizione del metodo applicato e i risultati relativi alla validazione interlaboratorio.

I dati relativi ai controlli analitici discontinui effettuati alle emissioni in atmosfera devono essere riportati dal Gestore su appositi registri, ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006). Il registro deve essere tenuto a disposizione dell'Autorità competente al controllo.

Il Gestore dovrà inoltre conservare tutta la documentazione relativa alle attività analitiche effettuate sulle altre matrici per un periodo non inferiore a tre anni. Tutta la documentazione dovrà essere a disposizione degli Enti di Controllo.

Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia presente una qualche inesattezza sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza all'Ente stesso.

e. 12.1 Combustibili

Resta valido quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

f. 12.2 Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo.

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa. Inoltre devono essere normalizzati al contenuto di ossigeno nei fumi.

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 10169:2001	Metodo manuale che prevede l'utilizzo di due tipi di tubi di Pitot (L e S). Nel presente metodo sono indicate anche le procedure per la determinazione della temperatura e della pressione statica assoluta del gas e della pressione differenziale dinamica.
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006	Determinazione analitica del peso/volume previa condensazione/adsorbimento (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)

NO _x	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO ₂	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
	UNI 10393 :1995	Determinazione del biossido di zolfo nei flussi gassosi convogliati. Metodo strumentale con campionamento estrattivo diretto.
CO	UNI EN 15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
PM ₁₀	EPA method 201 A	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
COV	UNI EN 13649 :2002	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente
		Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Arsenico	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
	NIOSH 7900	Determinazione con spettrofotometro ad assorbimento atomico
Cadmio	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Cromo totale	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Cromo VI	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Rame	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Fluoro	DM 25/08/2000	Determinazione mediante cromatografia a scambio ionico previo assorbimento per gorgogliamento in soluzione alcalina
	NIOSH 7903 1994	Determinazione dell'anione per cromatografia ionica.

	<u>NIOSH 7902 1994</u>	Determinazione mediante ISE (Ion Selective Electrode).
Nichel	US EPA method 29	Determinazione mediante Cold Vapor Atomic Absorption Spectroscopy (CVAAS)
	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Piombo	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Selenio	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
	UNI EN 13284:2003 + UNICHIM 723/86 Man 122/1989 III	Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Metodo manuale gravimetrico + Solubilizzazione di materiale particellare per la determinazione dei metalli mediante tecniche di spettrometria (EM/22)
Zinco	US EPA method 29	Determinazione mediante Cold Vapor Atomic Absorption Spectroscopy (CVAAS)
Molibdeno	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
	EPA method 201 A	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
	US EPA method 29	Determinazione mediante Cold Vapor Atomic Absorption Spectroscopy (CVAAS)
Vanadio	UNI EN 14385:2004 ⁽¹⁾	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
H ₂ S	<u>UNICHIM 634/84</u>	Metodo volumetrico (EM/18)
NH ₃	<u>UNICHIM 632/84</u>	Determinazione colorimetrica previo utilizzo del reattivo di Nessler
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) ⁽²⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
	ISO 11338-1,2:2003	Determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione o gascromatografia accoppiata alla spettrometria di massa previo campionamento isocinetico (parte 1 descrive tre differenti metodi)
Hg totale	UNI EN 13211-1:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boridruro e campionamento come descritto dal metodo
PCB	<u>DM 25/08/2000</u>	
	<u>UNI EN 1948-4:2007</u>	Determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato

Cl ₂	DM 25/08/2000	Determinazione mediante cromatografia a scambio ionico previo assorbimento per gorgogliamento in soluzione alcalina
	UNI EN 1911-1, 2, 3:2000 ⁽³⁾	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento.
Benzene	UNI EN 14662-1-2-3-4-5:2005	Qualità dell'aria ambiente - Metodo normalizzato per la misurazione delle concentrazioni di benzene - Parte 1: Campionamento per pompaggio seguito da desorbimento termico e gascromatografia. Parte 2: Campionamento per pompaggio seguito da desorbimento con solvente e gascromatografia. Parte 3: Campionamento per pompaggio automatizzato con gascromatografia in situ. Parte 4: Campionamento diffusivo seguito da desorbimento termico e gascromatografia. Parte 5: Campionamento diffusivo seguito da desorbimento con solvente e gascromatografia
	UNI 13649:2002	Determinazione della concentrazione in massa di singoli composti organici in forma gassosa - Metodo mediante carboni attivi e desorbimento con solvente

- (1) Il metodo indicato è specifico per alcuni metalli ma può essere applicato alla determinazione di tutti quelli per cui è indicato. Per As, Sb, Se, la determinazione strumentale potrebbe anche essere effettuata mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS). Per Pd, Pt, Rh la determinazione strumentale dovrebbe essere effettuata mediante spettrometria di emissione al plasma accoppiata a spettrometria di massa. Per il Ni respirabile ed insolubile, non esistendo nessuna norma a carattere internazionale, è utilizzabile la metodica sviluppata da ENEL (ENEL PIN/SPL UML Piacenza). Tale norma è stata sviluppata dalla ISO 7708-1995 che definisce la frazione di massa del particolato inalato che penetra nelle vie aeree non ciliate. Il metodo prevede un campionamento con sonda costituita da un ciclone che separa la frazione con diametro aerodinamico equivalente superiore a 4,25 mm, seguito da un filtro di porosità 0,3 mm in fibra di quarzo che trattiene la frazione d'interesse (tra 4,25 mm e 0,3 mm). La determinazione del Nichel è eseguita previa eluizione con soluzione di ammonio acetato/ acido nitrico a pH 4,4 in bagno ad ultrasuoni per 60 minuti. Sul residuo di eluizione si effettua una digestione totale con miscela acido nitrico/ acido fluoridrico. La determinazione è eseguita al ICP-MS.
- (2) Non esiste un metodo analitico riconosciuto a livello europeo per la determinazione degli IPA, pertanto è stato riportato il metodo riconosciuto a livello nazionale e indicato nel D.M. 25/08/2000 per la determinazione degli IPA ritenuti cancerogeni. Il metodo è applicabile, in particolare, alla determinazione degli IPA classificati dalla IARC (1987) come "probabilmente" o "possibilmente cancerogeni" per l'uomo (Tabella 1; nota 1). Tra tali IPA sono inclusi quelli la cui determinazione è richiesta - quali "sostanze ritenute cancerogene" - dalla normativa per le emissioni degli impianti industriali (Gazzetta Ufficiale, 1990) (Tabella 1; nota 2) Le "sostanze ritenute cancerogene" sono elencate, nel citato decreto, in allegato 1, Tabella A1, classe I. In tale elenco, è riportato il 'dibenzo[a]pirene': con questa nomenclatura - impropria - non è possibile identificare un singolo composto; esso va inteso quindi come l'insieme dei quattro dibenzo[a]pireni - cioè i composti ottenuti dalla condensazione del pirene con due anelli benzenici, di cui uno sul lato a del pirene - classificati dalla IARC (1987) come "possibili cancerogeni per l'uomo".
- (3) Il metodo si riferisce alla determinazione dell'acido cloridrico ma è adattabile alla determinazione del Cloro

g. 12.3 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

Calcolo concentrazione SO₂ emessa da forni e caldaie

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

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

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali (F_{gas}) Nm³/h, poi è moltiplicato per la densità ρ_{gas} in kg/Nm³; quest'ultima calcolata dalla relazione

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

Dove: P è la pressione di 1 atm; PM_{medio} è il peso di un volume di miscela gassosa pari a 22,414 m³, calcolato dai dati di composizione del gas; R è la costante dei gas in m³ atm°K mole e T è la temperatura di 273,15 °K.

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

La concentrazione (C_{SO_2}) in mg/ Nm³ è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ($Q_{gas\ combustibili}$) in Nm³/h, normalizzati al 3% di eccesso d'ossigeno, moltiplicato per 1000000 per il passaggio da kg a mg:

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

Il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO₂, H₂O e SO₂. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Nel caso del BTZ il flusso di gas combustibili è calcolato dalla composizione elementare del combustibile ed ipotizzando una conversione totale a CO₂, H₂O e SO₂. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

Determinazione fattore emissione NO_x e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- Determinazione delle concentrazioni di NO_x e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O₂ a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O₂ ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm³ del NO_x nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO_x e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO_x, per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);

Il Segretario - Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O₂ su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.

- Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

Determinazione rendimento di desolforazione

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

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

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

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H₂S.

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

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

Dove V_{in} è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{H2S} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm³. PM_S e PM_{H2S} sono i pesi molecolari di S e H₂S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino PE - 12, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO₂.

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

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

Dove V_{out} è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione PE - 12 ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore. C_{SO2} è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in mg/Nm³. PM_S e PM_{SO2} sono i pesi molecolari di S e SO₂ in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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

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

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

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

h. 12.4 Monitoraggio sistema torcia

Metodi di misura

Flussimetro

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

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

Campionamento del gas (automatico o manuale)

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

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

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

Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

- Idrocarburi totali e metano USEPA Method 25 A o 25 B
- Zolfo ridotto totale ASTM D4468-85 (o versioni più aggiornate)

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

i. 12.5 Scarichi idrici

Per quanto concerne i metodi di misura che devono essere utilizzati per le misure degli inquinanti nelle acque di scarico e acque sotterranee, vale quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato all'Autorizzazione Integrata ambientale (AIA) emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010 con avviso pubblicato sulla G.U. n°134 del 11 Giugno 2010.

j. 12.6 Livelli sonori

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998. Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e comunque eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

k. 12.7 Emissioni odorigene

Il monitoraggio olfattometrico deve essere eseguito in conformità con la norma UNI EN 13725:2004, utilizzando una procedura di monitoraggio della qualità dell'aria ambiente per il parametro odore, da implementare all'interno del Sistema di Gestione Ambientale una volta acquisito.

Il metodo di olfattometria dinamica, descritto nella norma EN 13725:2003 (recepita in Italia come UNI EN 13725:2004) è basato sull'identificazione della soglia di rivelazione olfattiva del campione, ovvero del confine al quale il campione, dopo diluizione, tende ad essere percepito dal 50% degli esaminatori che partecipano alla misurazione.

l. 12.8 Misure di laboratorio

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

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

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

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a 2 anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

13. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PMC

13.1 Comunicazione Mensile

E' fatto obbligo di Comunicazione mensile, secondo il quale il Gestore, al termine di ogni mese, è tenuto alla trasmissione all'Ente di Controllo (ISPRA) e all'ARPA territorialmente competente dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla.

13.2 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

13.3 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle 24 (ventiquattro) ore successive alla prima notifica⁹ di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo¹⁰ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

Tipo di rapporto (iniziale o finale);

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

Collocazione territoriale (è richiesto di inserire l'indirizzo o la collocazione geografica del luogo dove è situato l'impianto);

Nome dell'impianto e unità di processo che è sorgente dell'emissione in situazione di emergenza;

Punto di emissione (nome comune con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);

Tipo di evento/superamento del limite;

Data e tempo; oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);

Durata dell'evento;

Lista di composti rilasciati;

Limiti di emissione autorizzati;

Stima della quantità emessa (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)

Cause (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);

Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza

⁹ La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

¹⁰ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.

L'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);

Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);

Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;

Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

13.4 Reporting annuale

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

13.4.1 Definizioni

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

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

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

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

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

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

Densità per petrolio greggio e prodotti liquidi petroliferi: è il valore ottenuto per mezzo di misura secondo la metodologia ASTM D1298 (o EN ISO 3675) e campionamento secondo la norma ISO 3171 (campionamento in linea) o ISO 3170 (campionamento manuale serbatoi). La densità viene utilizzata per riportare le emissioni specifiche (riferite al peso di petrolio greggio o prodotti petroliferi).

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

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

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

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

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

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

Frequenza di carico termico dei forni e caldaie è la distribuzione su base giornaliera dei carichi termici per ogni forno valutata per il periodo di un anno e raggruppando i carichi entro differenze di 500 megajoule. **Media annuale delle misure semestrali ai camini**, è il valore medio validato, calcolato come media di almeno due misure semestrali del valore medio di tre repliche. Le campagne semestrali devono essere realizzate in condizioni di esercizio delle unità corrispondenti alla frequenza più alta della capacità di carico termico dei forni. Qualora tra due classi di distribuzione dei carichi termici ci fosse una differenza inferiore al 15% è considerata frequenza più alta quella corrispondente ai carichi più elevati (condizione conservativa).

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

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

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

Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)

Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)

Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

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

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

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

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

13.4.2 Contenuti

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

Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale

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

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

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

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

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

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

Concentrazione media annuale in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO e polveri

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO₂, NO_x, CO, PTS, COV, H₂S, NH₃ e composti a base di cloro.

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

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

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

Stima delle tonnellate di COV emesse per anno

Emissioni per l'intero impianto: ACOUA

Chilogrammi emessi per mese di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX^a e Fenoli (per gli inquinanti da Cr_{tot} a Fenoli utilizzare la notazione scientifica 10^{-x})

Concentrazioni medie mensili, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cr^(VI)^a, Cianuri, Solfuri, BTEX^a e Fenoli in mg/litro

Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, di BOD₅, COD, Solidi Sospesi, Azoto ammoniacale (espresso come N), Cr_{tot}, Cianuri, Solfuri e Fenoli in mg/litro

Emissione specifica annuale di BOD₅, COD, Azoto ammoniacale (espresso come N), Solidi Sospesi, Cr_{tot}, Cr^(VI), Cianuri, Solfuri, BTEX e Fenoli per m³ di refluo trattato (in g/m³)

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio

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

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

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

^a La media in questi casi corrisponde ai singoli valori delle misure mensili

^b Non sono da considerare nel calcolo le emissioni dal "CO boiler" e dalle caldaie (sono valutate singolarmente)

Misure notturne

Programma LDAR

Percentuale di controlli eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale
Percentuale di componenti che rilasciano COV sul totale dei controlli eseguiti nell'anno

Programma per il contenimento degli ODORI

Bilancio annuale dell'audit interno di rilevazione odori, cioè numero di casi verificatisi e, per ogni caso, giudizio qualitativo sull'intensità dell'odore riscontrata dal team di esperti.
Numero di iniziative intraprese nell'anno per il contenimento degli odori

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

Acqua dolce (m³/ton), **metano** (Nm³/ton), **combustibili liquidi BTZ** (kg/ton) ed **energia elettrica** (kwh/ton)

Torce

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

Emissioni: ARIA

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

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

Flussi di materiali misurati giornalmente (Nm³/giorno) e **quantità** (kg/giorno) fino a completare il mese e riportati in forma grafica. (asse x: giorni, asse y: sinistro flussi misurati, asse y destro :quantità)

Per i tutti gli altri contenuti non specificati resta valido quanto prescritto nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) approvato e allegato alla relativa AIA emanata con prot. DVA-DEC-2010-0000273 del 24/05/2010, con avviso pubblicato sulla G.U. n° 134 del 11 Giugno 2010.

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

13.5 Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

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

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

La autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC.

Ad esempio, il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.

Quadro sinottico degli autocontrolli

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime	Come da PMC approvato e allegato al Decreto AIA (prot. DVA-DEC- 2010-0000273 del 24/05/2010)	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Come da PMC approvato e allegato al Decreto AIA (prot. DVA-DEC- 2010-0000273 del 24/05/2010)	Annuale			
Risorse idriche	Giornaliero	Annuale			
Energia	Produzione: Come da PMC approvato e allegato al Decreto AIA (prot. DVA-DEC- 2010-0000273 del 24/05/2010) Consumo: continuo	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Trimestrale Semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistema di trattamento fumi	Continuo Settimanale Semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistema di abbattimento vapori	Come da PMC approvato e allegato al Decreto AIA (prot. DVA-DEC- 2010-0000273 del 24/05/2010)	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni	Secondo il Programma	Annuale	Annuale	Vedi tabella	Annuale

Parere Istruttoria VIA - Raffineria di Taranto Adeguamento stoccaggio del greggio
 proveniente dal giacimento Tempa Rossa

(Handwritten signatures and initials)

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
diffuse	LDAR			seguito	
Acqua					
Emissioni	Come da PMC approvato e allegato al Decreto AIA (prot. DVA-DEC- 2010-0000273 del 24/05/2010)	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguito	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Annuale Quadriennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguito	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguito	Annuale

Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	6
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte	6
Campionamenti	Annuale	Campionamento, degli inquinanti emessi dai camini autorizzati	6
	Annuale	Campionamento, degli inquinanti emessi dai camini autorizzati	6
Analisi campioni	Annuale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo,	6
	Annuale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, dei campioni prelevati	6

Questo protocollo è suggerito come metodo "interno" per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione.

Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:

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

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

Condizioni generali

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

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

Punto di valutazione

Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare che l'odore è ben percepibile sotto vento e si propaga verso l'impianto. Dovrebbe, altresì, essere considerato che le caratteristiche e l'intensità dell'odore possono cambiare con la distanza dalla sorgente; ciò è dovuto a diluizione e/o reazione delle sostanze responsabili dell'odore.

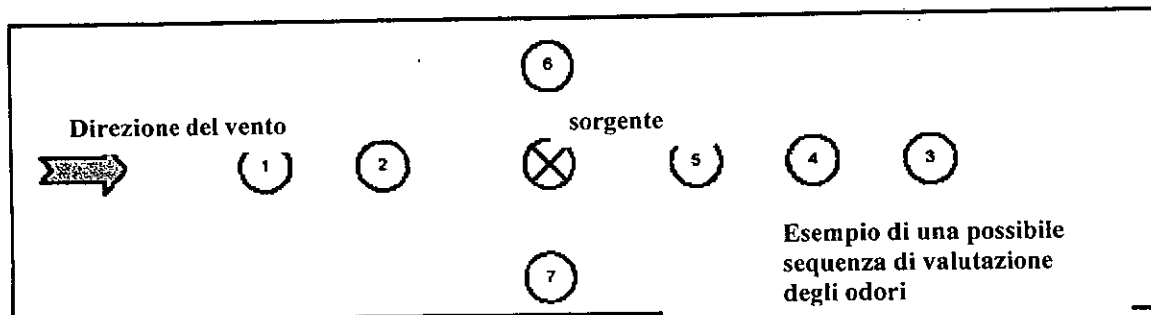
Per la scelta del punto di "analisi" si devono considerare i seguenti fattori:

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

Una valutazione può essere realizzata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti su esposti sia, se non è possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 1). Come ulteriore alternativa i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento

nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteo-climatiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

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

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

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

Le categorie di intensità sono:

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

Le categorie di estensione e persistenza sono:

- locale e temporaneo (percepibile solo nell'impianto o ai suoi confini, durante brevi periodi di tempo in cui si hanno calme o folate di vento)
- temporaneo come al punto precedente, ma percepibile anche al di fuori dell'impianto
- persistente ma localizzato
- persistente e pervadente fino ad una distanza di 50 metri dall'impianto
- persistente e diffuso a distanza superiore a 50 metri dall'impianto.

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

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

Fastidio

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

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

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

- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati "sgradevoli" sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una Raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore;
- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall'impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l'odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

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

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

Il tempo di osservazione deve essere di almeno cinque minuti per postazione di analisi; durante questo tempo l'intensità e l'estensione dovrebbero essere anche valutate.

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

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

Scala di Beaufort

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

Presidente Claudio De Rose

ASSENTE

Cons. Giuseppe Caruso
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

ASSENTE

Ing. Guido Monteforte Specchi
(Coordinatore Sottocommissione - VIA)

Arch. Maria Fernanda Stagno d'Alcontres
(Coordinatore Sottocommissione VIA
Speciale)

Avv. Sandro Campilongo (Segretario)

Prof. Saverio Altieri

Prof. Vittorio Amadio

Dott. Renzo Baldoni

Prof. Gian Mario Baruchello

Dott. Gualtiero Bellomo

Avv. Filippo Bernocchi

Ing. Stefano Bonino

Ing. Eugenio Bordonali

Dott. Gaetano Bordone

Dott. Andrea Borgia

Prof. Ezio Bussoletti

Ing. Rita Caroselli

Ing. Antonio Castelgrande

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

ASSENTE

Arch. Laura Cobello

Prof. Carlo Collivignarelli

Dott. Siro Corezzi

Dott. Maurizio Croce

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

Avv. Luca Di Raimondo

ASSENTE

Dott. Cesare Donnhauser

Ing. Graziano Falappa

Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini

Prof. Antonio Grimaldi

ASSENTE

Ing. Despoina Karniadaki

Dott. Andrea Lazzari

Arch. Sergio Lembo

Arch. Salvatore Lo Nardo

Arch. Bortolo Mainardi

Prof. Mario Manassero

ASSENTE

Avv. Michele Mauceri

Ing. Arturo Luca Montanelli

Ing. Francesco Montemagno

[Handwritten signature]

Ing. Santi Muscarà

ASSENTE

Avv. Rocco Panetta

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Arch. Eleni Papaleludi Melis

Ing. Mauro Patti

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Dott.ssa Francesca Federica Quercia

Dott. Vincenzo Ruggiero

[Handwritten signature]

Dott. Vincenzo Sacco

ASSENTE

Avv. Xavier Santiapichi

Dott. Franco Secchieri

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Arch. Francesca Soro

Ing. Roberto Viviani

La presente copia fotostatica composta
di N° 63 (quarantatré) fogli è conforme al
suo originale.
Roma, li 27/6/2011

MINISTERO DELL'AMBIENTE
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE
Commissione Tecnica di Verifica
dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS
Segretario della Commissione